Indian and Northern Affairs Canada / Affaires indiennes et du Nord Canada

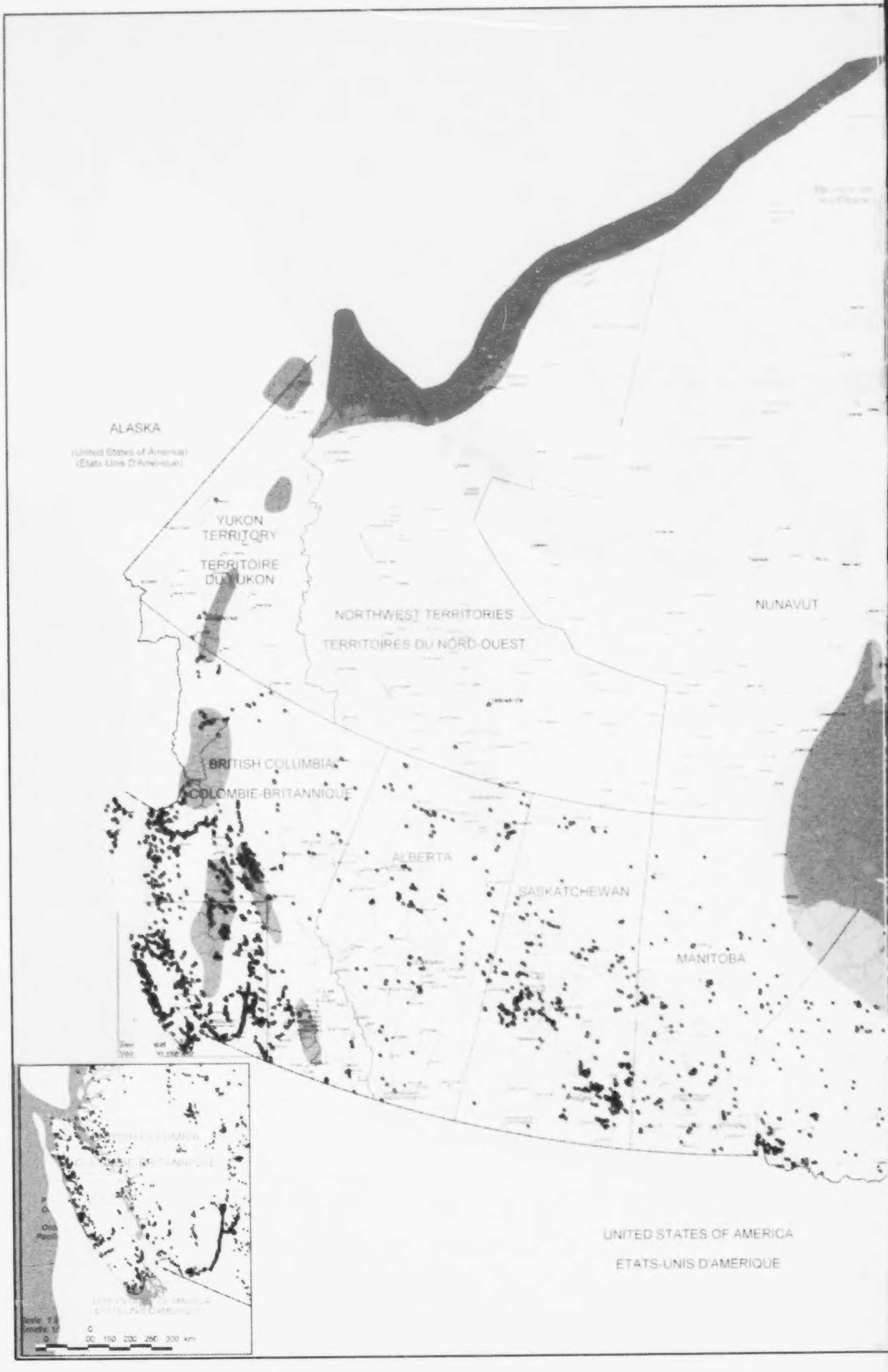
Indian Oil and Gas Canada
Annual Report

2003 - 2004

Canada

IOGC

ANNUAL REPORT



Published under the authority of the Minister of Indian Affairs and Northern Development
Ottawa, 2004
www.ainc-inac.gc.ca
1-800-567-9604
TTY only 1-866-553-0554

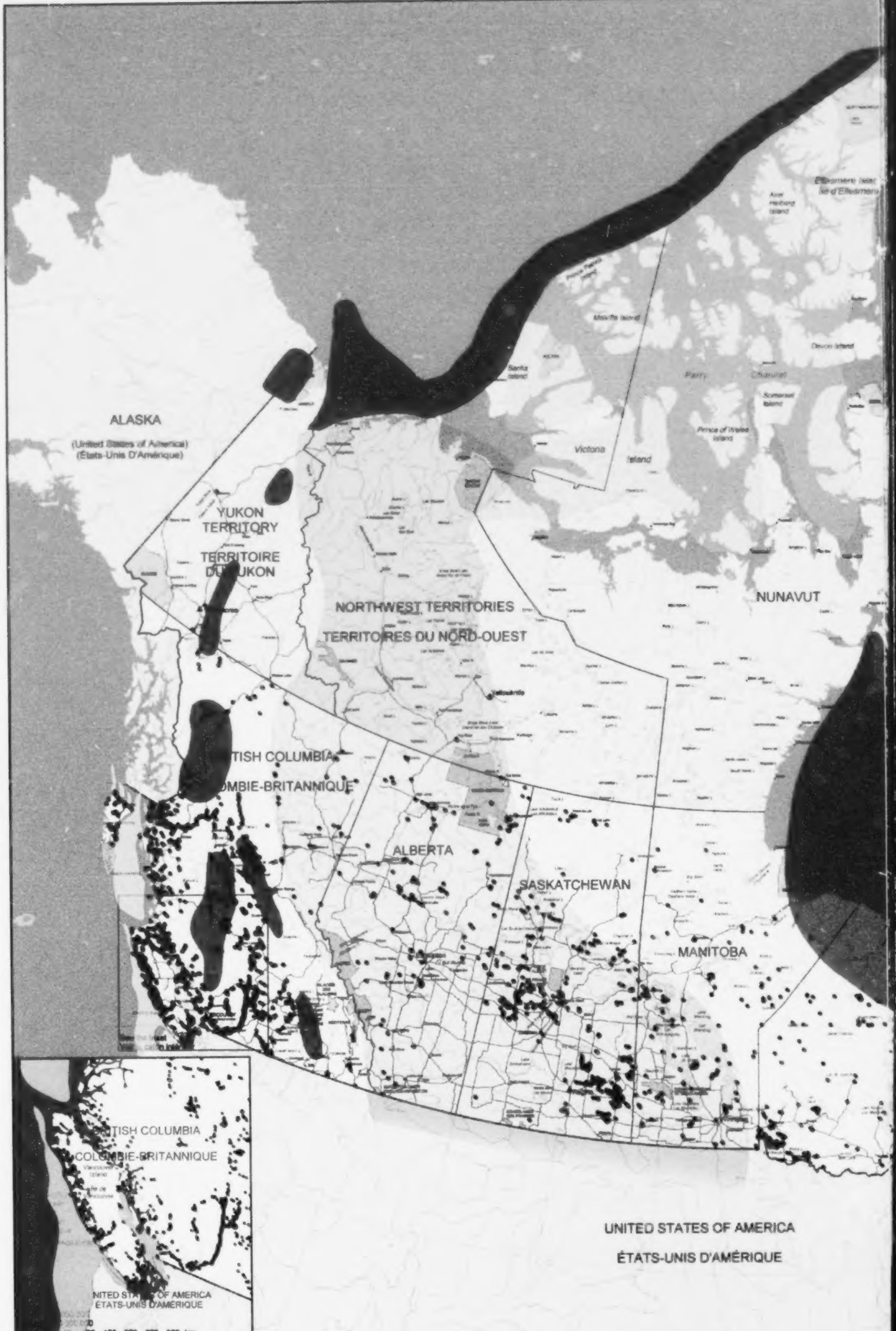
QS-A027-030-EE-A1
Catalogue No. R1-5/2004E
ISBN 0-662-37967-5
ISSN 1706-3426

© *Minister of Public Works and Government Services Canada*

Cette publication peut aussi tre obtenue en français sous le titre:
Pétrole et Gaz des Indiens du Canada
Rapport annuel 2003-2004

IOGC

ANNUAL REPORT



Published under the
authority of the
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, 2004
www.ainc-inac.gc.ca
1-800-567-9604
TTY only 1-866-553-0554

QS-A027-030-EE-A1
Catalogue No. R1-5/2004E
ISBN 0-662-37967-5
ISSN 1706-3426

© *Minister of Public Works and Government Services Canada*

Cette publication peut
aussi tre obtenue
en français sous le titre:
Pétrole et Gaz des Indiens
du Canada
Rapport annuel 2003-2004

Indian oil and gas canada

2003-2004 was a year of many beginnings and endings for all of us at Indian Oil and Gas Canada (IOGC). We bid farewell to some long-standing and valued employees and welcomed some new staff into IOGC. We tackled some new projects which proved to be very complex and challenging to us. In response, we have had to rearrange priorities when required and work toward new ways of doing business. We are being challenged to look at our work realistically and critically, to be flexible and adaptive, to develop team working skills and to present information in different ways than we have done in the past.

IOGC has continued to experience a high level of activity in response to both First Nations and industry desires to lease lands and drill wells. More details of these activities are quantified in the annual report.

Our organization has also taken on the challenge of developing an interest subsystem to incorporate the provisions of the *Financial Administration Act* dealing with the receipt of late payments. At the same time, and in some ways supportive of this activity, the Royalty group have initiated a review of their receipt and verification processes. These projects are expected to be completed in the 2005-2006 fiscal year. Indian Oil and Gas Canada continues to work with the Indian Resource Council in completing a proposal for legislative and regulatory change.

Of particular note in 2003-2004, was the progress made with the First Nations involved in the pilot project. The Blood, Siksika and White Bear First Nations are all nearing completion of their path to 2005, when it is anticipated that opt-in legislation will be put into place providing them with the means to take over full management and control of their oil and gas resources if they so desire. The pilot project has been a major priority for this organization. To see this project come to fruition is a long awaited achievement, not only for First Nations, but for all of us at IOGC as well. We are now also working to think ahead to new First Nations who may wish to opt in at a later date with a recognition that new First Nations will need to develop a governance structure that may mirror what existing Pilot First Nations have developed.

In many ways, our organization is in a period of transition. But as always, we are committed to assisting First Nations in developing their petroleum resources and look forward to the challenges that the coming year will bring.

Bill Currie
A/Chief Executive Officer and Executive Director

table of contents

1 message from the ceo

2 corporate profile

3 iogc co-management board

4 indian resource council

5 organizational chart

5 statutory authorities

6 mandate, mission, vision & values

7 pilot project results in long-term rewards

11 coal bed methane-an emerging opportunity in western canada

13 industry helps seven lakes oilfield service grow

15 negotiations will be key to accessing oil and gas opportunities in gaspé

operations

16 executive unit

18 land unit

22 production unit

31 planning and corporate services unit

32 financial operations

iogc corporate profile

Chief Joseph Big Plume Building
Tsuu T'ina (Sarcee) Reserve

The federal government has a broad mandate relating to Indian and Inuit Affairs and Northern Affairs which is derived largely from existing legislation and legal obligations arising from section 91(24) of the Constitution Act, 1867. The Department of Indian Affairs and Northern Development is entrusted with fulfilling various legal obligations of the federal government to Aboriginal peoples as outlined in Treaties, the Indian Act and other legislation. Included in this obligation is the management of natural resources on Indian lands, including oil and gas.

Oil and gas development on First Nation reserve lands has been regulated since 1916 under the Indian Act. In 1974, due to the sharp increase in oil and gas activities on First Nation lands, the Indian Oil and Gas Act was passed, followed in 1977 by the Indian Oil and Gas Regulations. In 1987, Indian Oil and Gas Canada was established, replacing Indian Minerals West, as a dedicated branch within the Department of Indian Affairs and Northern Development to manage oil and gas development and to further First Nation initiatives to manage and control their resources. In 1993 Indian Oil and Gas Canada was affirmed as a Special Operating Agency to maximize its flexibility and responsiveness to both industry and First Nation needs.

IOGC Co-management Board

Indian Oil and Gas Canada (IOGC) operates under the direction of a Chief Executive Officer/Executive Director who participates as a member of the nine-member Board of Directors. The Board was established in 1996 by the signing of a Memorandum of Understanding (MOU) between the Minister of Indian Affairs and the Indian Resource Council (IRC). The MOU established a Board of Directors to co-manage IOGC operations, focusing on areas of collective interest, such as IOGC issues, policies, plans, priorities and resources. The Board also plays an important role in developing a vision to describe how the system for oil and gas management will function when First Nations assume control. The longer term vision calls for First Nations to assume eventual direction and control of IOGC. Six of the nine Board members are selected by the IRC and three by the Crown.

At the end of the fiscal year, the IOGC Co-Management Board was comprised of the following members:

Chief Ernest Wesley,
Stoney First Nation (Co-Chairman)

Mr. Warren Johnson,
Assistant Deputy Minister, Lands and Trust Services, Department of Indian Affairs and Northern Development (Co-Chairman)

Mr. Bernard Shepherd,
White Bear First Nation

Councillor Ben Ground,
Enoch First Nation

Councillor Errnol Gray,
Aamjiwnaang First Nation

Chief Bernie Meneen,
Tallcree First Nation

Mr. S. Robert Blair,
Chairman Emeritus, Nova Corporation

Mr. Bill Currie,
A/CEO and Executive Director, Indian Oil and Gas Canada

Ms. Judy Maas,
Treaty 8 Tribal Association

Ernest Wesley

Warren Johnson

Bernard Shepherd

Ben Ground

Errnol Gray

Bernie Meneen

S. Robert Blair

Bill Currie

Judy Maas

table of contents

1 message from the ceo
2 corporate profile
3 iogc co-management board
4 indian resource council
5 organizational chart
5 statutory authorities
6 mandate, mission, vision & values
7 pilot project results in long-term rewards
11 coal bed methane-an emerging opportunity in western canada
13 industry helps seven lakes oilfield service grow
15 negotiations will be key to accessing oil and gas opportunities in gaspé

operations

16 executive unit
18 land unit
22 production unit
31 planning and corporate services unit
32 financial operations

IOGC corporate profile

Chief Joseph Big Plume Building
Tsuu T'ina (Sarcee) Reserve

The federal government has a broad mandate relating to Indian and Inuit Affairs and Northern Affairs which is derived largely from existing legislation and legal obligations arising from section 91(24) of the Constitution Act, 1867. The Department of Indian Affairs and Northern Development is entrusted with fulfilling various legal obligations of the federal government to Aboriginal peoples as outlined in Treaties, the Indian Act and other legislation. Included in this obligation is the management of natural resources on Indian lands, including oil and gas.

Oil and gas development on First Nation reserve lands has been regulated since 1916 under the Indian Act. In 1974, due to the sharp increase in oil and gas activities on First Nation lands, the Indian Oil and Gas Act was passed, followed in 1977 by the Indian Oil and Gas Regulations. In 1987, Indian Oil and Gas Canada was established, replacing Indian Minerals West, as a dedicated branch within the Department of Indian Affairs and Northern Development to manage oil and gas development and to further First Nation initiatives to manage and control their resources. In 1993 Indian Oil and Gas Canada was affirmed as a Special Operating Agency to maximize its flexibility and responsiveness to both industry and First Nation needs.

IOGC co-management board

Indian Oil and Gas Canada (IOGC) operates under the direction of a Chief Executive Officer Executive Director who participates as a member of the nine-member Board of Directors. The Board was established in 1996 by the signing of a Memorandum of Understanding (MOU) between the Minister of Indian Affairs and the Indian Resource Council (IRC). The MOU established a Board of Directors to co-manage IOGC operations, focusing on areas of collective interest, such as IOGC issues, policies, plans, priorities and resources. The Board also plays an important role in developing a vision to describe how the system for oil and gas management will function when First Nations assume control. The longer term vision calls for First Nations to assume eventual direction and control of IOGC. Six of the nine Board members are selected by the IRC and three by the Crown.

At the end of the fiscal year, the IOGC Co-Management Board was comprised of the following members:

Chief Ernest Wesley,
Stoney First Nation (Co-Chairman)

Mr. Warren Johnson,
Assistant Deputy Minister, Lands and Trust Services, Department of Indian Affairs and Northern Development (Co-Chairman)

Mr. Bernard Shepherd,
White Bear First Nation

Councillor Ben Ground,
Enoch First Nation

Councillor Errnol Gray,
Aamjiwnaang First Nation

Chief Bernie Meneen,
Tallcree First Nation

Mr. S. Robert Blair,
Chairman Emeritus, Nova Corporation

Mr. Bill Currie,
A/CEO and Executive Director, Indian Oil and Gas Canada

Ms. Judy Maas,
Treaty 8 Tribal Association

Ernest Wesley

Warren Johnson

Bernard Shepherd

Ben Ground

Errnol Gray

Bernie Meneen

S. Robert Blair

Bill Currie

Judy Maas

Indian Resource Council of Canada (IRC)

Established in 1987 as a stand-alone, First Nations owned and operated agency, the Indian Resource Council (IRC) acts as a representative voice for over 120 First Nations with oil and gas interests. Indian Oil and Gas Canada has had a positive and productive partnership with the IRC which both have worked to build. Six of the nine board members of IOGC are chosen by the IRC including the Co-Chairman.

The IRC serves their First Nation members by:

Complementing the interests and activities of individual First Nations with respect to energy initiatives, including employment opportunities

Developing and implementing employment and training programs

Supporting member First Nations in their efforts to attain full management and control of their oil and gas resources

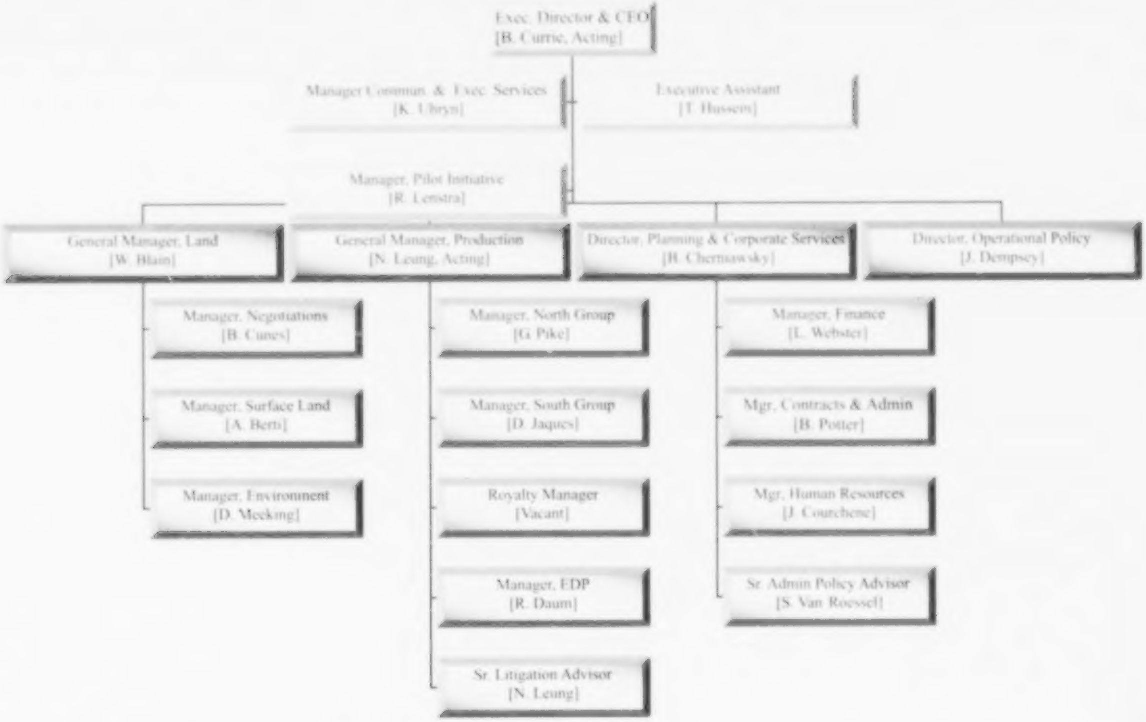
Coordinating the promotion of initiatives with government, industry and other groups

The IRC serves both as a catalyst and an assistance provider for First Nations governments, business entities and individuals hoping to take advantage of business and employment opportunities associated with oil and gas development. The organization assesses the development potential of initiatives such as power and co-generated development and the use of natural gas as the feedstock in the production of electricity. With the deregulation of the Alberta energy industry and high natural gas prices, there is an opportunity for First Nations, many of which have good wells. Further to this, the IRC promotes the development of downstream, value-added oil and gas activities such as power development.

To these ends, the IRC is involved in the development and implementation of employment and training programs and the creation of alliances between First Nations and the oil and gas sector. It also supports First Nations in their efforts to attain full management and control of their resources and coordinates the promotion of initiatives with government, industry and other groups.

The IRC is headed by a President/CEO, Mr. Roy Fox (retired Chief of the Blood Tribe) reporting to a Board of Directors. The IRC Board consists of 15 First Nation elected leaders from Alberta, British Columbia, Ontario, Saskatchewan, and New Brunswick. The Chairperson of the IRC during the fiscal year was Ernest Wesley of Stoney First Nation.

IOGC Organizational Chart



Statutory Authorities

IOGC operates in accordance with provisions of the:

Indian Oil and Gas Act
Indian Oil and Gas Regulations, 1995

IOGC also enforces associated federal legislation including provisions of the:

Indian Act
Other relevant legislation

indian resource council of canada (irc)

Established in 1987 as a stand-alone, First Nations owned and operated agency, the Indian Resource Council (IRC) acts as a representative voice for over 120 First Nations with oil and gas interests. Indian Oil and Gas Canada has had a positive and productive partnership with the IRC which both have worked to build. Six of the nine board members of IOGC are chosen by the IRC including the Co-Chairman.

The IRC serves their First Nation members by:

Complementing the interests and activities of individual First Nations with respect to energy initiatives, including employment opportunities

Developing and implementing employment and training programs

Supporting member First Nations in their efforts to attain full management and control of their oil and gas resources

Coordinating the promotion of initiatives with government, industry and other groups

The IRC serves both as a catalyst and an assistance provider for First Nations governments, business entities and individuals hoping to take advantage of business and employment opportunities associated with oil and gas development. The organization assesses the development potential of initiatives such as power and co-generated development and the use of natural gas as the feedstock in the production of electricity. With the deregulation of the Alberta energy industry and high natural gas prices, there is an opportunity for First Nations, many of which have good wells. Further to this, the IRC promotes the development of downstream, value-added oil and gas activities such as power development.

To these ends, the IRC is involved in the development and implementation of employment and training programs and the creation of alliances between First Nations and the oil and gas sector. It also supports First Nations in their efforts to attain full management and control of their resources and coordinates the promotion of initiatives with government, industry and other groups.

The IRC is headed by a President CEO, Mr. Roy Fox (retired Chief of the Blood Tribe) reporting to a Board of Directors. The IRC Board consists of 15 First Nation elected leaders from Alberta, British Columbia, Ontario, Saskatchewan, and New Brunswick. The Chairperson of the IRC during the fiscal year was Ernest Wesley of Stoney First Nation.

IOGCorganizational chart

Statutory Authorities

IOGC operates in accordance with provisions of the:

Indian Oil and Gas Act
Indian Oil and Gas Regulations, 1995

IOGC also enforces associated federal legislation including provisions of the:

Indian Act
Other relevant legislation

IOGC mandate, mission, vision and values

Mandate

The mandate of IOGC is to fulfill the Crown's fiduciary and statutory obligations related to the management of oil and gas resources on First Nations lands and to further First Nation initiatives to manage and control their oil and gas resources.

Mission

Our mission is to work together with First Nations to manage their oil and gas resources.

Vision

To develop a corporate culture that is innovative, proactive and progressive where employees are empowered and accountable

To be fair and consistent in the application of policies and procedures

To actively seek to understand First Nations cultures, goals and aspirations

To be open and to share knowledge and information that promotes informed decision-making

To strive for excellence in services provided

To work with the First Nations and actively promote their objective of achieving full management and control

To work in partnership with the IOGC Co-Management Board to develop options to achieve full First Nation management and control

Values

Integrity

I will be honest
I will be ethical and act above reproach
I will be thorough and forthright

Respect

I will be considerate, empathetic and open-minded
I will value the opinions of others and strive to understand through active listening
I will appreciate diversity

Shared Leadership/Teamwork

We will work as a strong, cohesive team
I will seek input from my partners to work with them towards a common goal

Positive Attitude

I will approach changes and challenges with optimism
I will embrace each day with a positive frame of mind
I will participate in a positive manner

106-00095/

pilot project results in long-term rewards

By Raymond Lawrence

By as early as spring 2005, the three First Nations who are currently participating in a lengthy pilot project could enjoy a significant and long-awaited achievement, the full management of their on-reserve oil and gas resources.

For the Blood, Siksika, and White Bear Nations, a decade of concerted efforts will lead to the creation of a new management regime, one that they specifically designed for themselves but with all First Nations who have oil and gas resources in mind.

The pilot project, which was carried out with the full participation and support of Indian Oil and Gas Canada (IOGC), essentially creates a template that other First Nations will be able to use if they so desire. Among other things, that template will include new opt-in legislation that allows for the creation of a legal regime should a First Nation wish to take over full management of its petroleum resources.

"The courses were good because they were tailored to our needs plus the way they were structured worked well ..."

David Shade

In 2005, if all goes as planned, three pilot project participants will ring in a new era of resource management. This is no small step. With passage of the proposed opt-in legislation, members of participating First Nations will have the opportunity to opt in to the legislation, giving them legal authority to take over all work that was previously carried out by IOGC.

The legislation was designed to turn out maximum benefits to First Nations. In the past, while the participating First Nations received royalty payments, they felt they were not benefitting from enough of the value-added opportunities including employment, contracting opportunities and other spinoffs.

The proposed legislation makes it possible for First Nations to take greater control of their own affairs; however, much of the success of the pilot project lies within the depth and scope of its capacity building.

Performance in Capacity Building

The capacity building advanced primarily on three fronts: in-class studies, practical application of the material learned in class, and what could effectively be called job shadowing with IOGC mentors. The end result is that each of the First Nations now has the necessary practical skills and experience to carry out the day-to-day resource management functions. They are also familiar with the theory that governs the regulations and practical operations. The entire process was divided into co-management and enhanced co-management phases

during which participants took on increasing responsibilities. The participating First Nations worked with Indian Oil and Gas Canada and the Southern Alberta Institute of Technology (SAIT) to develop a training program that would help First Nation members understand the provincial management regime and rule sets surrounding the activities and functions that First Nations would be taking over.

"The courses were good because they were tailored to our needs, plus the way they were structured worked well because you learned in class for two weeks and then you returned to do that work in the office so that what you learned was immediately applicable," says David Shade, General Manager of Kainaiwa Resources Inc. He joined as a trainee with the Blood Tribe at the outset of the project.

Continued on page 8

IOGC mandate, mission, vision and values

Mandate

The mandate of IOGC is to fulfill the Crown's fiduciary and statutory obligations related to the management of oil and gas resources on First Nations lands and to further First Nation initiatives to manage and control their oil and gas resources.

Mission

Our mission is to work together with First Nations to manage their oil and gas resources.

Vision

To develop a corporate culture that is innovative, proactive and progressive where employees are empowered and accountable

To be fair and consistent in the application of policies and procedures

To actively seek to understand First Nations cultures, goals and aspirations

To be open and to share knowledge and information that promotes informed decision-making

To strive for excellence in services provided

To work with the First Nations and actively promote their objective of achieving full management and control

To work in partnership with the IOGC Co-Management Board to develop options to achieve full First Nation management and control

Values

Integrity

I will be honest

I will be ethical and act above reproach

I will be thorough and forthright

Respect

I will be considerate, empathetic and open-minded

I will value the opinions of others and strive to understand through active listening

I will appreciate diversity

Shared Leadership/Teamwork

We will work as a strong, cohesive team

I will seek input from my partners to work with them towards a common goal

Positive Attitude

I will approach changes and challenges with optimism

I will embrace each day with a positive frame of mind

I will participate in a positive manner

pilot project results in long-term rewards

By Raymond Lawrence

By as early as spring 2005, the three First Nations who are currently participating in a lengthy pilot project could enjoy a significant and long-awaited achievement, the full management of their on-reserve oil and gas resources.

For the Blood, Siksika, and White Bear Nations, a decade of concerted efforts will lead to the creation of a new management regime, one that they specifically designed for themselves but with all First Nations who have oil and gas resources in mind.

The pilot project, which was carried out with the full participation and support of Indian Oil and Gas Canada (IOGC), essentially creates a template that other First Nations will be able to use if they so desire. Among other things, that template will include new opt-in legislation that allows for the creation of a legal regime should a First Nation wish to take over full management of its petroleum resources.

"The courses were good because they were tailored to our needs plus the way they were structured worked well ..."

David Shade

In 2005, if all goes as planned, three pilot project participants will ring in a new era of resource management. This is no small step. With passage of the proposed opt-in legislation, members of participating First Nations will have the opportunity to opt in to the legislation, giving them legal authority to take over all work that was previously carried out by IOGC.

The legislation was designed to turn out maximum benefits to First Nations. In the past, while the participating First Nations received royalty payments, they felt they were not benefitting from enough of the value-added opportunities including employment, contracting opportunities and other spinoffs.

The proposed legislation makes it possible for First Nations to take greater control of their own affairs; however, much of the success of the pilot project lies within the depth and scope of its capacity building.

Performance in Capacity Building

The capacity building advanced primarily on three fronts: in-class studies, practical application of the material learned in class, and what could effectively be called job shadowing with IOGC mentors. The end result is that each of the First Nations now has the necessary practical skills and experience to carry out the day-to-day resource management functions. They are also familiar with the theory that governs the regulations and practical operations. The entire process was divided into co-management and enhanced co-management phases during which participants took on increasing responsibilities. The participating First Nations worked with Indian Oil and Gas Canada and the Southern Alberta Institute of Technology (SAIT) to develop a training program that would help First Nation members understand the provincial management regime and rule sets surrounding the activities and functions that First Nations would be taking over.

"The courses were good because they were tailored to our needs, plus the way they were structured worked well because you learned in class for two weeks and then you returned to do that work in the office so that what you learned was immediately applicable," says David Shade, General Manager of Kainaiwa Resources Inc. He joined as a trainee with the Blood Tribe at the outset of the project.

Continued on page 8

"The capacity-building is really make-or-break because if you can't do the work there's no point in opting in."

"In the initial capacity building stage you first have to understand the whole picture and the jargon, then once you catch that the capacity building becomes a lot easier," says Bruce Standing-ready, Pilot Project Manager at White Bear First Nation.

"It's not an infinite resource that we have but what the new legislation will allow us to do is promote our own band companies ..."
Emil Owl Child

"The same is true for the regulations because you have to understand the big picture to make sense of it. In the end it really helped because you come to understand why they want things done in a certain way."

Building a New Regime

Like Rome, the new resource management regime wasn't built in a day. It is the result of a long-term vision, hard work, and attention to detail. As a result of that, when each First Nation community supports the move to opt-in to the legislation via a referendum, the three pilot project First Nations will be able to confidently enter a new era.

That proposed legislation is optional but in the future if other First Nations want to take greater control over their oil and gas activity, a template will have already been made. "This will create an available, legal regime that First Nations can use to build capacity in the future years," says Emil Owl Child, Lands Surface Area Manager for the Siksika Nation.

"There is a part to this that makes it easier for First Nations to access the revenue monies that are held in trust for them. If they want, they will be able to place it in a bank or in trust in order to provide seed capital to sustain long-term business ventures and reduce their unemployment rate on their land."

"In the past, the viable spinoff capabilities were lacking," says Owl Child. "Hopefully this legislative vehicle we're creating will allow a First Nation to control its assets and step onto a level playing field on their lands because as it stands it's pretty much one-sided. The industry comes in and provides itself with what it needs and it doesn't bother to look at the tribe for the supplies and services required." Industry of late, he notes, has been more responsive to the needs of the First Nations in this respect. In the future, First Nations will be able to manage all facets of their oil and gas activities if they choose to opt in under the legislation.

Vision of Value Added Opportunities

Driven in part by missed opportunities, the Pilot First Nations wanted to be certain that in the future they would benefit more fully from the oil and gas industry. Certain value-added facets of the industry were never designed into legislation and therefore did not form the fabric of the existing resource management regime.

"If other First Nations can get into the pilot first and learn all about it and see all the advantages that a First Nation might have, it would be great for them."
Bruce Standingready

But to reap the fullest benefits of the industry, value-added aspects have been built into this legislation. Because efforts focussed on developing a new, more effective regime while transferring knowledge into the First Nations, the pilot project participants feel they are in a more strategic position.

"Our expectation was not only to get the revenues but to also benefit from the knowledge, capabilities,

opportunities, and the prosperity that went along with the resource," says Owl Child. "So a group of First Nations got together and sought to convince the federal government to change its rules so they would be able to enter into the overall management because the existing rules had limitations."

"The First Nations agreed they had common requirements and they had reached a point at home where they saw a need for change and they felt comfortable enough to share ideas," he says. "The product they wanted was something comprehensive enough to meet a good amount of the common First Nation requirements from across the land and that other First Nations could choose to use."

"It's not an infinite resource that we have but what the new legislation will allow us to do is promote our own band companies to a level where they can become prosperous," says Owl Child. "Given that opportunity, many of our people may diversify their own careers into the opportunities coming out of this but there will always be a requirement to regulate."

Built in Checks and Balances

A key component of the new management regime is the system of checks and balances upon which it operates. Those same checks and balances will ensure that the foundations on which the First Nations will operate are solid.

Throughout the pilot project there have been regular internal and external evaluations conducted. "In the pilot everything is accounted for. Even when you process royalties every cent is accounted for and not only for the First Nation but for the companies who are paying royalties," says Bruce Standingready.

"I think the accountability that is built into the pilot is just really good for a First Nation. The level of professionalism that comes with this project raises the bar a little higher plus, in the end, you also have to be accountable for the environment." In order to advance to the next step of the project, these evaluations must be successfully completed. "It's a nice exercise and it makes you wonder why we don't do evaluations like that all the time," says Bruce Standingready.

"There is a part to this that makes it easier for First Nations to access the revenue monies that are held in trust for them..."

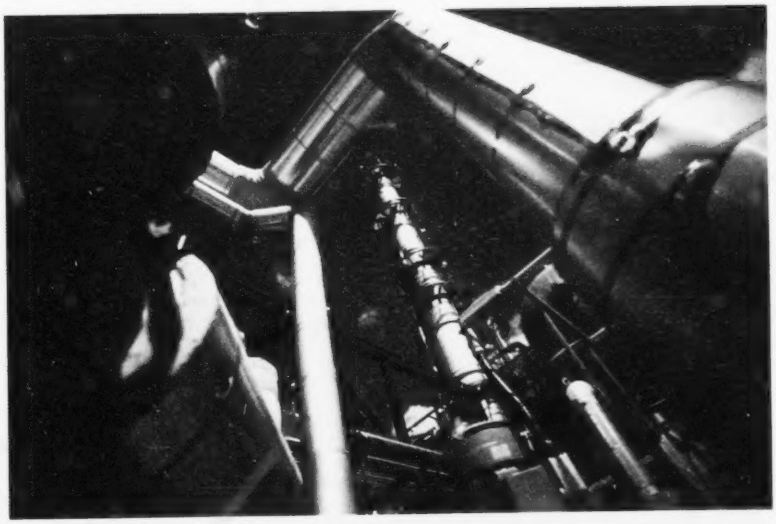
Emil Owl Child

"Even after the pilot project we'll be doing that but say if our First Nation was to take all of the programs and run them through the evaluation process used in the pilot project, in the end it would be clear which way of doing things is best for the band."

In the pilot project, First Nations are evaluated internally by IOGC, and then also on an external basis. "In that case someone who is unbiased comes in and evaluates both yourself and IOGC which just puts the standard up higher so that it's not out of reach but it's where I think First Nations should have been at already," says Standingready.

"For First Nations who have a large area or a lot of production, if they can get into the pilot project before oil and gas development takes off on their reserves, I think they can benefit greatly. If other First Nations can get into the pilot first and learn all about it and see all the advantages that a First Nation might have, it would be great for them," says Standingready. He also notes that the pilot project office at White Bear has been able to provide direction and support to other areas of First Nation business. "The information that this office gathers for the rest of the reserve outside of what we're here for is just incredible. We touch on everything from roads, to lands

Continued on page 10



and environmental issues around construction, and revenues from all aspects of the community."

Opening the Way for Opportunities

If the participating First Nations expected to see increased opportunities at the end of the pilot project, they got more than they bargained for as new opportunities are already presenting themselves.

"It's a dynamic, moving and shaking industry," says Owl Child. "It's exciting and, yes, there are challenges but our people are not afraid to meet the challenge."

"What we were concerned about is being completely dependent on outside companies to come in and provide a revenue base for us based on what they were doing," he says. "There was no concerted effort to transfer knowledge of the industry to our membership or to encourage and promote the spin-off opportunities into the tribes. The rules did not provide a clear mandate to the federal government as the manager of that asset to promote that. It is already apparent that the project is opening the playing field to a variety of careers.

As expected, people have been needed in the areas of environment and administration. "But they're also needed on capital construction and on new housing projects and waterline projects," says Bruce Standingready.

"I think the accountability that is built into the pilot is just really good for a First Nation."
Bruce Standingready

"The environmental people can be taking on a lot of work and the same is true for the people in accounting so the spin-offs are evident." Standingready says that the pride that comes with taking control of First Nations resources through the pilot project is among the most significant benefits to date.

"Our chief and council has given us a mandate to increase revenues, increase employment and contractual opportunities for our members while at the same time ensuring cultural and archeological sensitive areas are not infringed upon," says Shade. "At the same time we must ensure that the highest environmental standards are maintained."

It sounds like a difficult challenge but the results have been nothing short of exceptional. "Before this pilot project started we had five producing wells and we were bringing in revenues far less than a million. Now, our revenues are closer to $7 million, we have more than 100 producing wells and our employment numbers have just skyrocketed from about a dozen jobs to 395 in 2003-2004," he says. "That has everything to do with us being able to attract companies to come and explore. Before going into the enhanced co-management we didn't have as much direct involvement as we do now."

"Our success story would have to include the revenue, employment, the opportunities for our young people to pursue careers that weren't there before, and the involvement of our elders who are driven through an area before seismic work begins in case it is culturally or archeologically sensitive," says Shade.

Coal bed methane
emerging opportunity in western Canada

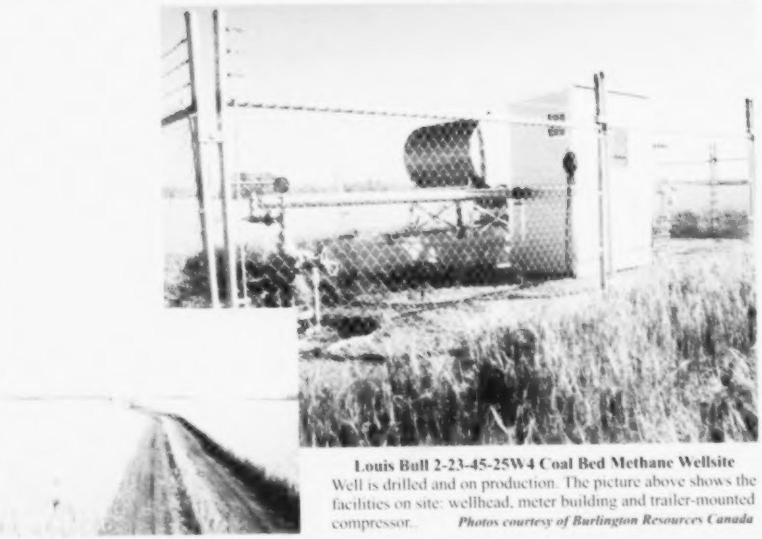
By Raymond Lawrence

Coal bed methane may be what could be called the 'new kid on the block' in terms of the oil and gas industry in Alberta but it has caught the eye of some of the big names and is fast becoming the talk of the town.

To date, there has been a number of coal bed methane tests on First Nation reserves. However, coal bed methane currently stands somewhere near the peripheral, still a relative unknown.

Coal bed methane is sweet natural gas similar to the fuel currently firing hydro-electric plants in California and heating homes across Canada. Coal bed methane does not contain the hydrogen sulphide gas found in sour natural gas. In fact, some coal bed methane has come from the ground pipeline-ready, requiring minimal processing. In spite of this plus on its side, there are some concerns.

For one thing, tapping into coal bed methane may require a higher concentration of wells than is required when drilling for oil or natural gas from conventional reservoirs. It has been estimated that in order to effectively drain natural gas from coal, higher well densities will likely be required: perhaps 2 to 8 wells per square mile. Intensive, long term development tends to exacerbate a variety of land use issues. For farmers, landowners, and for people who may have traditional land use issues, this means more wells to contend with and quite possibly loss of farmable space, unlike oil, natural gas including coal bed methane does not have to be pumped from the ground.



Louis Bull 2-23-45-25W4 Coal Bed Methane Wellsite
Well is drilled and on production. The picture above shows the facilities on site: wellhead, meter building and trailer-mounted compressor.. *Photos courtesy of Burlington Resources Canada*

The cleats or micro-pores in coal deposits are the key to extracting coal bed methane, serving as a loose network of conduits and reservoirs that allow gas to move freely once a well is drilled and pressure is released. By drilling into a coal deposit and releasing pressure, the coal bed methane escapes in the same way as gas escapes from a soda bottle when the cap is popped.

Changing technology and attractive gas prices will be major factors in creating a boom in coal bed methane production. One part of the exploration has already been done. In the past, coal deposits were located while companies drilled for oil and conventional natural gas and records mapping out these coals are readily available.

The difference between coal bed methane finds in the United States and Alberta is that in Alberta, the coals from which most coal bed methane has been produced so far have not produced significant amounts of water. That means the gas escapes without first having to pump huge quantities of water to the surface. In Alberta, if water has to be pumped to the surface in order to access the coal bed methane, it either has to be pumped back underground or hauled away to a specified, appropriate location.

It is reasonable to assume that demand for coal bed methane will increase over time, particularly as other resources run low and as technology continues to make drilling for it feasible. It is still an emerging opportunity but the zones that span much of Alberta and the data accumulated from the many oil and conventional gas wells drilled over the years across the province will generate some excitement.

Continued on page 12

coal bed methane- an emerging opportunity in western canada

By Raymond Lawrence

Coal bed methane may be what could be called the 'new kid on the block' in terms of the oil and gas industry in Alberta but it has caught the eye of some of the big names and is fast becoming the talk of the town.

To date, there has been a number of coal bed methane tests on First Nation reserves. However, coal bed methane currently stands somewhere near the peripheral, still a relative unknown.

Coal bed methane is sweet natural gas similar to the fuel currently firing hydro-electric plants in California and heating homes across Canada. Coal bed methane does not contain the hydrogen sulphide gas found in sour natural gas. In fact, some coal bed methane has come from the ground pipeline-ready, requiring minimal processing. In spite of this plus on its side, there are some concerns.

For one thing, tapping into coal bed methane may require a higher concentration of wells than is required when drilling for oil or natural gas from conventional reservoirs. It has been estimated that in order to effectively drain natural gas from coal, higher well densities will likely be required: perhaps 2 to 8 wells per square mile. Intensive, long term development tends to exacerbate a variety of land use issues. For farmers, landowners, and for people who may have traditional land use issues, this means more wells to contend with and quite possibly loss of farmable space. unlike oil, natural gas including coal bed methane does not have to be pumped from the ground.

Louis Bull 2-23-45-25W4 Coal Bed Methane Wellsite
[illegible]
Photo courtesy of Burlington Resources Canada

The cleats or micro-pores in coal deposits are the key to extracting coal bed methane, serving as a loose network of conduits and reservoirs that allow gas to move freely once a well is drilled and pressure is released. By drilling into a coal deposit and releasing pressure, the coal bed methane escapes in the same way as gas escapes from a soda bottle when the cap is popped.

Changing technology and attractive gas prices will be major factors in creating a boom in coal bed methane production. One part of the exploration has already been done. In the past, coal deposits were located while companies drilled for oil and conventional natural gas and records mapping out these coals are readily available.

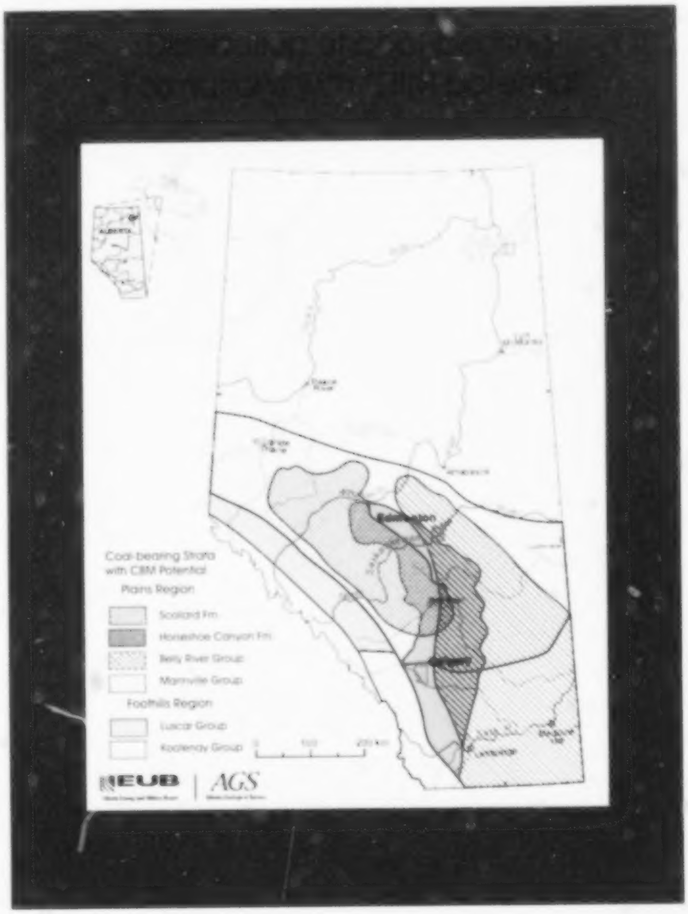
The difference between coal bed methane finds in the United States and Alberta is that in Alberta, the coals from which most coal bed methane has been produced so far have not produced significant amounts of water. That means the gas escapes without first having to pump huge quantities of water to the surface. In Alberta, if water has to be pumped to the surface in order to access the coal bed methane, it either has to be pumped back underground or hauled away to a specified, appropriate location.

It is reasonable to assume that demand for coal bed methane will increase over time, particularly as other resources run low and as technology continues to make drilling for it feasible. It is still an emerging opportunity but the zones that span much of Alberta and the data accumulated from the many oil and conventional gas wells drilled over the years across the province will generate some excitement.

Continued on page 12

Deposits of coal lie distributed across the southern plains of Alberta, stretching out beneath the foothills and Rocky Mountains. Organic matter from prehistoric peatmoss swamps became buried beneath countless layers of sediment resulting in increasing pressure bearing down on that decayed matter and a subsequent increase in heat. Over millions of years that organic matter became coal in which methane was trapped. The shifting of the plates resulted in sections of the coal being torn away forming the distribution of coal that we know today.

The Alberta Energy and Utilities Board estimates that 91 billion tonnes of coal lies at a depth suitable for mining while a whopping two trillion tonnes of coal lies at a depth suitable for coal bed methane production. All told, the Board estimates there are 14 trillion cubic metres of coal bed methane within the province. However, much of that may not be economically feasible to recover.



Canada's first commercial coal bed methane project was announced in early 2003 when gas was extracted from Horseshoe Canyon coals in southern Alberta.

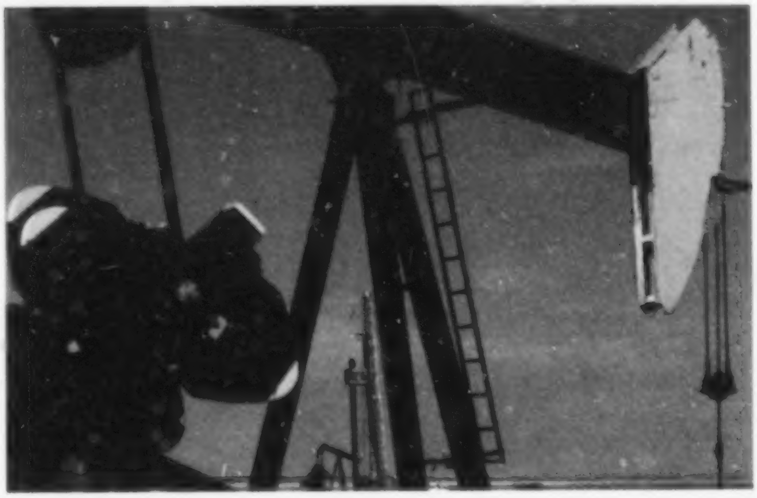
The Ardley Coal Zone has been the focus of some explorative work. Also, the Lower Cretaceous Mannville Group and Kootenay coal deposits have so far yielded some of the most promising concentrations of gas. Horseshoe Canyon coals, on the other hand, offer favourable cleat or micro-pore conditions for extracting the natural gas from the coal, and have been found to produce gas without water in many areas of southern Alberta.

Coal bed methane offers favourable potential to many First Nations. For one, in all likelihood there will be a considerable amount of future work done on First Nation reserves which will generate bonus and royalty dollars. It also means there will be jobs and other opportunities created. Based on where the coal deposits are the most promising as a source of coal bed methane, that work may be close to home for many First Nations people. That will also undoubtedly result in substantial spin-off opportunities.

As the potential benefits of coal bed methane are realized within the oil and gas industry, so too will these benefits be felt within First Nation communities. If natural gas prices climb and as the technique for extraction continues to be sharpened, economic opportunities presented by coal bed methane for First Nations people will become more plentiful. Essentially, it could be said that coal bed methane, the oil and gas industry's new kid on the block, will find himself surrounded by a lot of new friends.

ndustry helps Seven Lakes oilfield service grow

By Raymond Lawrence



When people say that opportunity knocks, it may perhaps seem that it usually knocks elsewhere. But when it does happens to knock, being prepared may be the difference between seizing that opportunity and watching it slip away

The First Nations who own Seven Lakes Oilfield Services were not merely at the right place at the right time. They knew the opportunity was there and were ready for it and as a result, Pimee Well Services Ltd. and Primco Dene Catering Inc. were able to create a joint venture that answered the call.

> "It started out very small but now Seven Lakes owns half a million dollars worth of scaffolding equipment..."
>
> **Tim Schultz**

Founded in 2002, Seven Lakes Oilfield Services is owned by Beaver Lake Cree Nation, Frog Lake, Heart Lake, Kehewin Cree Nation, Saddle Lake and Whitefish Lake who jointly own Pimee Well Services, and Cold Lake First Nation, the sole owner of Primco Dene Catering.

"More and more oil companies are seeking out Aboriginal providers because it makes sense. Imperial Oil had done some work with us at Pimee and wanted to increase First Nation involvement in the oil patch," says Tim Schultz, General Manager of Pimee Well Services. Because of their oilfield experience, Pimee currently oversees Seven Lakes Oilfield Service operations.

Seven Lakes started out by providing waste disposal services but by 2003 they broadened their service base to include scaffolding and a service rig following the purchase of $1.5 million worth of used equipment.

"It started out very small but now Seven Lakes owns half a million dollars worth of scaffolding equipment, we own a service rig, and we own 20 20-yard industrial bins, 60 smaller, front-load bins and two garbage trucks," he says.

In the near future they want to upgrade and add to their waste management equipment but before they can do that they still need to grab a larger piece of the business. That puts them in competition against nationwide companies. Rather than trying to go head-to-head against a long-established company who could muscle them out, they are developing more prudently.

> "The other skill enhancement going on is with the rig crews who will be training to become rig managers."
>
> **Tim Schultz**

"We're currently in negotiations right now with another company for a joint venture project. There are clearly benefits to doing business with people who have been in business so a joint venture or partnership is the way to go," says Schultz.

Continued on Page 14

Deposits of coal lie distributed across the southern plains of Alberta, stretching out beneath the foothills and Rocky Mountains. Organic matter from prehistoric peatmoss swamps became buried beneath countless layers of sediment resulting in increasing pressure bearing down on that decayed matter and a subsequent increase in heat. Over millions of years that organic matter became coal in which methane was trapped. The shifting of the plates resulted in sections of the coal being torn away forming the distribution of coal that we know today.

The Alberta Energy and Utilities Board estimates that 91 billion tonnes of coal lies at a depth suitable for mining while a whopping two trillion tonnes of coal lies at a depth suitable for coal bed methane production. All told, the Board estimates there are 14 trillion cubic metres of coal bed methane within the province. However, much of that may not be economically feasible to recover.

Canada's first commercial coal bed methane project was announced in early 2003 when gas was extracted from Horseshoe Canyon coals in southern Alberta. The Ardley Coal Zone has been the focus of some explorative work. Also, the Lower Cretaceous Mannville Group and Kootenay coal deposits have so far yielded some of the most promising concentrations of gas. Horseshoe Canyon coals, on the other hand, offer favourable cleat or micro-pore conditions for extracting the natural gas from the coal, and have been found to produce gas without water in many areas of southern Alberta.

Coal bed methane offers favourable potential to many First Nations. For one, in all likelihood there will be a considerable amount of future work done on First Nation reserves which will generate bonus and royalty dollars. It also means there will be jobs and other opportunities created. Based on where the coal deposits are the most promising as a source of coal bed methane, that work may be close to home for many First Nations people. That will also undoubtedly result in substantial spin-off opportunities.

As the potential benefits of coal bed methane are realized within the oil and gas industry, so too will these benefits be felt within First Nation communities. If natural gas prices climb and as the technique for extraction continues to be sharpened, economic opportunities presented by coal bed methane for First Nations people will become more plentiful. Essentially, it could be said that coal bed methane, the oil and gas industry's new kid on the block, will find himself surrounded by a lot of new friends.

industry helps seven lakes oilfield service grow

By Raymond Lawrence

When people say that opportunity knocks, it may perhaps seem that it usually knocks elsewhere. But when it does happens to knock, being prepared may be the difference between seizing that opportunity and watching it slip away.

The First Nations who own Seven Lakes Oilfield Services were not merely at the right place at the right time. They knew the opportunity was there and were ready for it and as a result, Pimee Well Services Ltd. and Primco Dene Catering Inc. were able to create a joint venture that answered the call.

"It started out very small but now Seven Lakes owns half a million dollars worth of scaffolding equipment..."
Tim Schultz

Founded in 2002, Seven Lakes Oilfield Services is owned by Beaver Lake Cree Nation, Frog Lake, Heart Lake, Kehewin Cree Nation, Saddle Lake and Whitefish Lake who jointly own Pimee Well Services, and Cold Lake First Nation, the sole owner of Primco Dene Catering.

"More and more oil companies are seeking out Aboriginal providers because it makes sense. Imperial Oil had done some work

with us at Pimee and wanted to increase First Nation involvement in the oil patch," says Tim Schultz, General Manager of Pimee Well Services. Because of their oilfield experience, Pimee currently oversees Seven Lakes Oilfield Service operations.

Seven Lakes started out by providing waste disposal services but by 2003 they broadened their service base to include scaffolding and a service rig following the purchase of $1.5 million worth of used equipment. "It started out very small but now Seven Lakes owns half a million dollars worth of scaffolding equipment, we own a service rig, and we own 20 20-yard industrial bins, 60 smaller, front-load bins and two garbage trucks," he says.

In the near future they want to upgrade and add to their waste management equipment but before they can do that they still need to grab a larger piece of the business. That puts them in competition against nationwide companies. Rather than trying to go head-to-head against a long-established company who could muscle them out, they are developing more prudently.

"The other skill enhancement going on is with the rig crews who will be training to become rig managers."
Tim Schultz

"We're currently in negotiations right now with another company for a joint venture project. There are clearly benefits to doing business with people who have been in business so a joint venture or partnership is the way to go," says Schultz.

Continued on Page 14

Being a fledgling company, partnering with an experienced firm not only puts more capital, equipment and market share at their disposal, it also results in a transfer of experience.

Another area where they lacked experience but were able to negotiate an arrangement that would result in the transfer of skills is in the scaffolding business which, once enough hours are logged, will result in a number of First Nations people getting their journeyman papers. When Seven Lakes Oilfield Services purchased scaffolding, they struck a deal with the company who sold them the equipment that resulted in the training of their people. "Flint Energy Services was instrumental right from the start in training our people but Quinn Contracting has since taken over the maintenance contract with Imperial Oil and at the same time they're also taking our employees on and training them," says Schultz. "We have five scaffold erector trainees on staff and, currently, we have people only a year or two away from getting their tickets," he says. "As our scaffolding guys become journeymen they'll be able to take on the whole job and we'll be able to hire more people and train them under our journeymen. There's potential for between five and eight more jobs and as well there is the potential for us to purchase more scaffolding."

"The other skill enhancement going on is with the rig crews who will be training to become rig managers and drillers so there is a lot of on-going training on the service rigs," he says.

> "There are clearly benefits to doing business with people who have been in business so a joint venture or partnership is the way to go."
> Tim Schultz

Pimee Well Services has five service rigs and as a result, Imperial Oil requested that the one owned by Seven Lakes Oilfield Services be put under the same umbrella. To do this, Pimee leases the mobile rig thus satisfying the contractual demands of the oil company while still generating revenue for Seven Lakes Oilfield services and creating employment for First Nations people.

"An oilwell service rig is a mobile self-contained rig with a crew of five that does work overs on oilwells," says Schultz. The units are able to pull and replace worn tubing from oil wells." "We also supply general labour to Imperial Oil. The labour is at an oilfield entry level but from there they will learn about the oil industry and hopefully branch out and do more higher tech kinds of work," he says.

In spite of the opportunity, there have been challenges in getting the company up and running, some anticipated, others not. "It's very difficult to get started in business today," says Schultz. "We knew that financially it would be tough because it is always difficult to get up and running and initially, keeping our people busy was a challenge but that hasn't been such an issue lately. We can still develop more into the waste disposal business and there is talk of getting another service rig."

Seven Lakes Oilfield Services is not content to wait for new opportunities to land in front of them. "We are actively searching out other companies to do business with and currently, we're in negotiations with two companies," says Schultz. "We had a fairly slow first few months but business is increasing. Six jobs were created on the service rig so there were actually 16 new jobs created by Seven Lakes but that too will increase."

negotiations will be key to accessing oil and gas opportunities in gaspé

By Raymond Lawrence

Gaspé, which juts into the Gulf of the St. Lawrence from Québec, shares its geology with oil-rich Texas and Ohio which means the picturesque peninsula may be sitting on a potential oil find.

That potential has people watching closely but perhaps none so closely as the Mi'gmawei Mawoimi Tribal Council which represents the Listuguj, Gespeg, and Gesgapegiag Mi'gmaq Nations, all of which are situated on Gaspé.

The three Mi'gmaq communities are among the signatories of *The Treaties of Peace and Friendship* which cover the entire land mass of Atlantic Canada. Recent interpretation of those treaties have so far ended in high court rulings that allow the Mi'gmaq and Maliseet access to the commercial forestry and the commercial fisheries industries. They also intend to assert their right to any oil and gas resources. Should there be a significant find in the area, the Tribal Council wants to derive the most benefits possible. To this end, they brought in outside help to draw up plans for dealing with the Province of Québec and the oil and gas industry. Dal McCloy is a consultant from the PM Group with 30 years experience in advancing Aboriginal issues, especially those connected to oil and gas.

"The activity in the Gulf of St Lawrence and into Gaspé is still pretty limited, but the basin is similar to other areas where there are oil and gas deposits," says McCloy.

It is part of what was probably a prehistoric coastline that began somewhere in the southeastern United States and ran through Ohio to the Gulf of the St Lawrence and the Gaspé Peninsula. "The rock structure and geological formation of this basin are indicative of oil and gas deposits. Along that line, large fields of oil and gas have been found so companies look for the same patterns that led to previous discoveries."

> "Negotiating to find a good way to work together is the best approach. When there is certainty, oil companies are a lot happier, they are likely to do more exploration and invest more money."
>
> **Dal McCloy**

"Most subsurface resources are held by governments so when oil and drilling activity take place they get the royalties," McCloy says. The Mi'gmaq, however, assert that they have title to the lands. "They're working from the perspective that they never gave up title to the land and if you have title to the land, you should have a share of the resources," he explains.

"Oil companies understand the risks of drilling but they don't want to be dealing with political risks they can't control." Unsettled land issues can hamper development and even derail work. "Investors don't like uncertainty,' McCloy says.

The Mi'gmaq expect to work with the province of Québec to resolve future issues. "Negotiating to find a good way to work together is the best approach. When there is certainty, oil companies are a lot happier, they are likely to do more exploration and invest more money," McCloy says

Because oil and gas are non-renewable resources, he says it is critical to negotiate with the mind-set that you are selling an asset. "You take your royalties and put them into a trust fund to generate long-term income . You want to be able to negotiate for opportunities but you need capital to participate," says McCloy.

By applying this approach, the Mi'gmawei Mawoimi Tribal Council and its member nations will be able to participate in many different oil and gas activities providing considerably more revenue, employment, and business opportunity.

"If you want to try to develop your own oil and gas business, the best way to do that is to create joint ventures and work with people who can transfer technology."

negotiations will be key to accessing oil and gas opportunities in gaspé

By Raymond Lawrence

Gaspé, which juts into the Gulf of the St. Lawrence from Québec, shares its geology with oil-rich Texas and Ohio which means the picturesque peninsula may be sitting on a potential oil find.

That potential has people watching closely but perhaps none so closely as the Mi'gmawei Mawoimi Tribal Council which represents the Listuguj, Gespeg, and Gesgapegiag Mi'gmaq Nations, all of which are situated on Gaspé.

The three Mi'gmaq communities are among the signatories of *The Treaties of Peace and Friendship* which cover the entire land mass of Atlantic Canada. Recent interpretation of those treaties have so far ended in high court rulings that allow the Mi'gmaq and Maliseet access to the commercial forestry and the commercial fisheries industries. They also intend to assert their right to any oil and gas resources. Should there be a significant find in the area, the Tribal Council wants to derive the most benefits possible. To this end, they brought in outside help to draw up plans for dealing with the Province of Québec and the oil and gas industry. Dal McCloy is a consultant from the PM Group with 30 years experience in advancing Aboriginal issues, especially those connected to oil and gas.

"The activity in the Gulf of St Lawrence and into Gaspé is still pretty limited, but the basin is similar to other areas where there are oil and gas deposits," says McCloy.

It is part of what was probably a prehistoric coastline that began somewhere in the southeastern United States and ran through Ohio to the Gulf of the St Lawrence and the Gaspé Peninsula. "The rock structure and geological formation of this basin are indicative of oil and gas deposits. Along that line, large fields of oil and gas have been found so companies look for the same patterns that led to previous discoveries."

> "Negotiating to find a good way to work together is the best approach. When there is certainty, oil companies are a lot happier, they are likely to do more exploration and invest more money."
>
> **Dal McCloy**

"Most subsurface resources are held by governments so when oil and drilling activity take place they get the royalties," McCloy says. The Mi'gmaq, however, assert that they have title to the lands. "They're working from the perspective that they never gave up title to the land and if you have title to the land, you should have a share of the resources," he explains.

"Oil companies understand the risks of drilling but they don't want to be dealing with political risks they can't control." Unsettled land issues can hamper development and even derail work. "Investors don't like uncertainty," McCloy says.

The Mi'gmaq expect to work with the province of Québec to resolve future issues. "Negotiating to find a good way to work together is the best approach. When there is certainty, oil companies are a lot happier, they are likely to do more exploration and invest more money," McCloy says.

Because oil and gas are non-renewable resources, he says it is critical to negotiate with the mind-set that you are selling an asset. "You take your royalties and put them into a trust fund to generate long-term income. You want to be able to negotiate for opportunities but you need capital to participate," says McCloy.

By applying this approach, the Mi'gmawei Mawoimi Tribal Council and its member nations will be able to participate in many different oil and gas activities providing considerably more revenue, employment, and business opportunity.

"If you want to try to develop your own oil and gas business, the best way to do that is to create joint ventures and work with people who can transfer technology."

Indian Oil and Gas Canada has four distinct units that regulate the exploration, production and management of First Nations oil and gas resources. Executive Unit is accountable for overall agency planning and direction, consultation, policy development, pilot project management, communications and overall executive and legal services. Land Unit issues and administers agreements on First Nations lands. Production Unit monitors production and collects royalties. Planning and Corporate Services Unit is responsible for corporate planning, finance, administration and human resources.

Executive Unit

The Executive Unit, headed by the Chief Executive Officer, focuses on:

- Setting corporate direction and strategy
- Implementation of directives of the IOGC Board of Directors
- Operational policy development (including legislative/regulatory amendments) and consultation
- Communications and corporate executive services
- Legal services
- Management of the pilot project

Along with fulfilling the Crown's fiduciary and statutory obligations related to the management of oil and gas on First Nations lands, one of the unit's other central objectives is to further the aspirations and initiatives of First Nations to manage their petroleum resources.

To this end, the CEO and other members of IOGC's executive team act as senior level liaisons between:

- The IOGC Board of Directors
- First Nations elected leadership
- Other government agencies
- The Canadian oil and gas industry

Operational Policy Group

Reporting to the Executive Director, the Operational Policy group supports the work of the Land and Production units in developing oil and gas operational policies. The policy group has responsibility for:

- Operational policy development
- Commencing a continuous change process for legislative amendments including amendments to the governing regime
- Advancing current proposed changes to the Indian Oil and Gas Act and Indian Oil and Gas Regulations, 1995
- Preparing and implementing an involvement approach to ensure all key parties have input into any proposed changes

Management of the Pilot Project

The First Nations Oil and Gas Management Initiative, referred to as the "Pilot Project", also falls under the umbrella of the Executive Unit. This initiative was launched in 1994 and was developed to provide First Nations with the operational capacity to assume control and management of oil and gas resources on their reserve lands. The project was developed and initially implemented through a joint process involving First Nations, the Indian Resource Council (IRC) and the Department of Indian Affairs and Northern Development (DIAND) through its regulatory agency IOGC to transfer the full management of oil and gas resources from IOGC to the First Nations by 2005. Three First Nations are currently involved in the Pilot Project: Blood, Siksika, and White Bear.

Through a period of capacity development, training and evaluation, the Pilot Project continues to be a success, but key findings and complexities have indicated that if the complete transfer of oil and gas resource management to First Nations is to be successful, new legislation must be put into place.

A negotiation table was established in June 2001 and significant progress has been made toward resolution of many issues and concerns of the participating parties. IOGC continues to work with the Pilot First Nations, other regional First Nation representatives and federal and provincial government departments to continue to build on earlier work and bring forward a comprehensive legislative package that will allow First Nations to manage and control their resources. If everything proceeds according to plan, the Minister of Indian Affairs and Northern Development could introduce the new legislative package in 2005.

Communications/Executive Services

Responsibility for IOGC corporate and First Nations communications and executive services lies within the Executive Unit.

The Communications/Executive Services Unit is responsible for:

- Ensuring the proper dissemination of information to First Nations, the public and government
- Development of corporate communications strategies regarding IOGC issues that have the potential to impact First Nations or the private sector
- Development and preparation of briefings on IOGC issues for senior DIAND/IOGC officials and the minister
- Preparation of communications plans, strategies, reports (including the Annual Report) and correspondence on IOGC activity

Legal Counsel

Department of Justice (DOJ) legal counsel play a vital support role, not only in terms of litigation matters, but especially in the contract and land issues that play such an important role in the day to day business of the organization.

These activities include:

- Provision of legal advice with respect to the First Nations Oil and Gas Management Initiative and the IOGC Co-Management Board of Directors
- Regulatory, policy and operations advice as well as monitoring litigation in which IOGC is involved
- Provision of legal advice to the IOGC executive management committee

IOGCoperations

Indian Oil and Gas Canada has four distinct units that regulate the exploration, production and management of First Nations oil and gas resources. Executive Unit is accountable for overall agency planning and direction, consultation, policy development, pilot project management, communications and overall executive and legal services. Land Unit issues and administers agreements on First Nations lands. Production Unit monitors production and collects royalties. Planning and Corporate Services Unit is responsible for corporate planning, finance, administration and human resources.

Executive Unit

The Executive Unit, headed by the Chief Executive Officer, focuses on:

- Setting corporate direction and strategy
- Implementation of directives of the IOGC Board of Directors
- Operational policy development (including legislative/regulatory amendments) and consultation
- Communications and corporate executive services
- Legal services
- Management of the pilot project

Along with fulfilling the Crown's fiduciary and statutory obligations related to the management of oil and gas on First Nations lands, one of the unit's other central objectives is to further the aspirations and initiatives of First Nations to manage their petroleum resources.
To this end, the CEO and other members of IOGC's executive team act as senior level liaisons between:

- The IOGC Board of Directors
- First Nations elected leadership
- Other government agencies
- The Canadian oil and gas industry

Operational Policy Group

Reporting to the Executive Director, the Operational Policy group supports the work of the Land and Production units in developing oil and gas operational policies. The policy group has responsibility for:

- Operational policy development
- Commencing a continuous change process for legislative amendments including amendments to the governing regime
- Advancing current proposed changes to the Indian Oil and Gas Act and Indian Oil and Gas Regulations, 1995
- Preparing and implementing an involvement approach to ensure all key parties have input into any proposed changes

IOGCoperations

Management of the Pilot Project

The First Nations Oil and Gas Management Initiative, referred to as the "Pilot Project", also falls under the umbrella of the Executive Unit. This initiative was launched in 1994 and was developed to provide First Nations with the operational capacity to assume control and management of oil and gas resources on their reserve lands. The project was developed and initially implemented through a joint process involving First Nations, the Indian Resource Council (IRC) and the Department of Indian Affairs and Northern Development (DIAND) through its regulatory agency IOGC to transfer the full management of oil and gas resources from IOGC to the First Nations by 2005. Three First Nations are currently involved in the Pilot Project: Blood, Siksika, and White Bear.

Through a period of capacity development, training and evaluation, the Pilot Project continues to be a success, but key findings and complexities have indicated that if the complete transfer of oil and gas resource management to First Nations is to be successful, new legislation must be put into place.

A negotiation table was established in June 2001 and significant progress has been made toward resolution of many issues and concerns of the participating parties. IOGC continues to work with the Pilot First Nations, other regional First Nation representatives and federal and provincial government departments to continue to build on earlier work and bring forward a comprehensive legislative package that will allow First Nations to manage and control their resources. If everything proceeds according to plan, the Minister of Indian Affairs and Northern Development could introduce the new legislative package in 2005.

Communications/Executive Services

Responsibility for IOGC corporate and First Nations communications and executive services lies within the Executive Unit.

The Communications/Executive Services Unit is responsible for:

- Ensuring the proper dissemination of information to First Nations, the public and government
- Development of corporate communications strategies regarding IOGC issues that have the potential to impact First Nations or the private sector
- Development and preparation of briefings on IOGC issues for senior DIAND/IOGC officials and the minister
- Preparation of communications plans, strategies, reports (including the Annual Report) and correspondence on IOGC activity

Legal Counsel

Department of Justice (DOJ) legal counsel play a vital support role, not only in terms of litigation matters, but especially in the contract and land issues that play such an important role in the day to day business of the organization.

These activities include:

- Provision of legal advice with respect to the First Nations Oil and Gas Management Initiative and the IOGC Co-Management Board of Directors
- Regulatory, policy and operations advice as well as monitoring litigation in which IOGC is involved
- Provision of legal advice to the IOGC executive management committee

The Land Unit contains five groups: Negotiations, Subsurface Land Contracts and Administration, Research, Environment and Surface.

Negotiations Group

The negotiations group is involved in oil and gas dispositions. Specific duties of the negotiations group include:

- Assessing proposals by interested companies to ensure they reflect fair return and are competitive in accordance with IOGC's disposition policy
- Identifying, developing and promoting disposition options with First Nations to increase exploration and development of First Nations oil and gas resources
- Assisting First Nations in reaching agreements with companies by providing negotiation and facilitation expertise to support the negotiation process
- Providing information concerning subsurface leasing trends, sales prices and related policies to all interested stakeholders
- Providing advice to Treaty Land Entitlement (TLE) First Nations, and working together with various federal and provincial government departments and industry to facilitate the implementation of the TLE process.

Research Group

This group is responsible for:

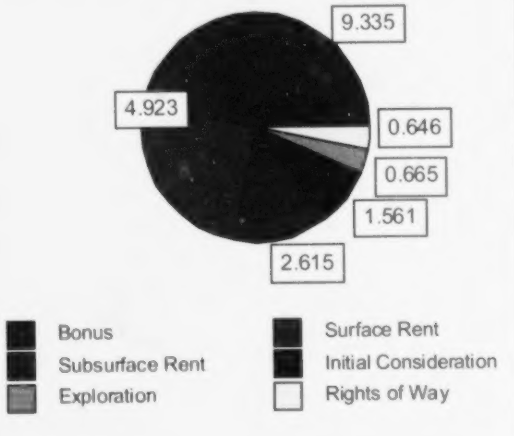
- Verifying legal title and status of minerals for surrendered and designated Indian reserve lands prior to disposition.
- Verifying legal title and acreage leased by all parties (this may entail review of title for non-reserve lands) to determine the First Nation interest for pooling purposes and to ensure the production spacing unit is complete
- Providing mineral title status of Indian reserve or former Indian reserve land for the purposes of monitoring activity, land claims, and litigation

Sub Surface Land Contracts and Administration Group

The land contracts and administration group is involved in preparing and administering contracts for subsurface dispositions. Specific duties of the land contracts and administration group include:

- Drafting and ensuring the execution of oil and gas agreements and amendments in accordance with negotiated terms and conditions and with federal government regulations
- Monitoring contractual commitments
- Administration of subsurface oil and gas agreements throughout the life of the agreement, including financial commitments (excluding royalties) and First Nation suspense accounts

Land Monies from First Nations Land 2003 - 2004 Total $19.745 Million



IOGC Operations

Environment Group

This group is responsible for:

- Ensuring all proposed oil and gas surface facilities and activities, including seismic and construction of surface leases and pipeline rights-of-way, undergo an environmental assessment as required by the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA)
- Screening all environmental assessments to ensure environmental impacts are adequately mitigated as required by CEAA
- Imposition of environmental protection terms so that oil and gas companies comply with federal and provincial environmental legislation
- Performance of field inspections and audits of surface facilities to monitor industry compliance with the terms of surface agreements

Surface Group

This group is responsible for:

- Drafting and ensuring execution of all surface agreements in accordance with negotiated terms and conditions and federal government regulations
- Management of matters and records relating to surface agreements and surface access.
- Training and working together with First Nations and industry regarding surface dispositions for upstream oil and gas activities

Treaty Land Entitlements

Indian Oil and Gas Canada continues to play an important role in the Treaty Land Entitlement (TLE) process, particularly in Saskatchewan. Ninety-nine percent of the TLE lands that IOGC administers are in Saskatchewan. There have been approximately 212,172 hectares of Indian reserve lands created since the implementation of the TLE process in Saskatchewan and of these there are approximately 108,743 hectares with oil and gas activities at year end.

TLE replacement agreements have been issued on the Onion Lake and Red Pheasant reserves. At year end IOGC was administering 88 oil and gas royalty entities. This included 43 related mineral agreements. In addition there are 104 surface leases and 16 rights-of-way.

In the fiscal year, IOGC collected $7,065,677 on behalf of Saskatchewan First Nations for oil and gas agreements on TLE lands. Under section 5:08 of the Saskatchewan TLE Framework Agreement, Entitlement First Nations can purchase provincially disposed lands by paying future oil and gas royalties to the Province of Saskatchewan. This fiscal year IOGC collected and transferred $5,979,790 to Saskatchewan for 5:08 replacement agreements. Under section 5:03 of the Framework Agreement, Entitlement First Nations purchase the minerals and retain all the royalties. IOGC collected $1,085,886 during the 2003-2004 fiscal year for 5:03 replacement agreements.

The activities associated with Treaty Land Entitlement lands have had a major impact on IOGC processes and resources in the past and this will continue well into the future. At year end IOGC was in the process of preparing more replacement agreements than have previously been issued in total. Given the unique nature of the activities associated with the TLE land selection process, IOGC looks forward to working with the TLE First Nations, Indian and Northern Affairs Canada (INAC) Saskatchewan Region, the Province of Saskatchewan and the oil and gas industry in this process.

IOGCoperations

The Land Unit contains five groups: Negotiations, Subsurface Land Contracts and Administration, Research, Environment and Surface.

Negotiations Group

The negotiations group is involved in oil and gas dispositions. Specific duties of the negotiations group include:

- Assessing proposals by interested companies to ensure they reflect fair return and are competitive in accordance with IOGC's disposition policy
- Identifying, developing and promoting disposition options with First Nations to increase exploration and development of First Nations oil and gas resources
- Assisting First Nations in reaching agreements with companies by providing negotiation and facilitation expertise to support the negotiation process
- Providing information concerning subsurface leasing trends, sales prices and related policies to all interested stakeholders
- Providing advice to Treaty Land Entitlement (TLE) First Nations, and working together with various federal and provincial government departments and industry to facilitate the implementation of the TLE process.

Research Group

This group is responsible for:

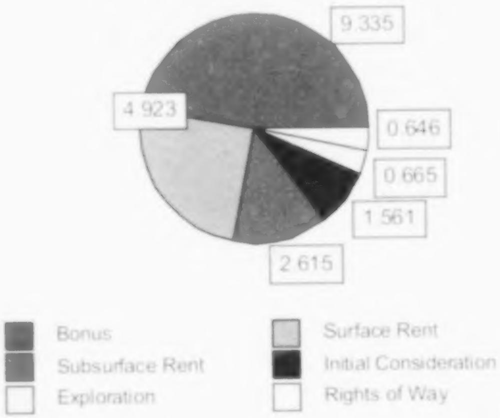
- Verifying legal title and status of minerals for surrendered and designated Indian reserve lands prior to disposition.
- Verifying legal title and acreage leased by all parties (this may entail review of title for non-reserve lands) to determine the First Nation interest for pooling purposes and to ensure the production spacing unit is complete
- Providing mineral title status of Indian reserve or former Indian reserve land for the purposes of monitoring activity, land claims, and litigation

Sub Surface Land Contracts and Administration Group

The land contracts and administration group is involved in preparing and administering contracts for subsurface dispositions. Specific duties of the land contracts and administration group include:

- Drafting and ensuring the execution of oil and gas agreements and amendments in accordance with negotiated terms and conditions and with federal government regulations
- Monitoring contractual commitments
- Administration of subsurface oil and gas agreements throughout the life of the agreement, including financial commitments (excluding royalties) and First Nation suspense accounts

Land Monies from First Nations Land
2003 - 2004 Total $19.745 Million



IOGCoperations

Environment Group

This group is responsible for:

- Ensuring all proposed oil and gas surface facilities and activities, including seismic and construction of surface leases and pipeline rights-of-way, undergo an environmental assessment as required by the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA)
- Screening all environmental assessments to ensure environmental impacts are adequately mitigated as required by CEAA
- Imposition of environmental protection terms so that oil and gas companies comply with federal and provincial environmental legislation
- Performance of field inspections and audits of surface facilities to monitor industry compliance with the terms of surface agreements

Surface Group

This group is responsible for:

- Drafting and ensuring execution of all surface agreements in accordance with negotiated terms and conditions and federal government regulations
- Management of matters and records relating to surface agreements and surface access.
- Training and working together with First Nations and industry regarding surface dispositions for upstream oil and gas activities

Treaty Land Entitlements

Indian Oil and Gas Canada continues to play an important role in the Treaty Land Entitlement (TLE) process, particularly in Saskatchewan. Ninety-nine percent of the TLE lands that IOGC administers are in Saskatchewan. There have been approximately 212,172 hectares of Indian reserve lands created since the implementation of the TLE process in Saskatchewan and of these there are approximately 108,743 hectares with oil and gas activities at year end.

TLE replacement agreements have been issued on the Onion Lake and Red Pheasant reserves. At year end IOGC was administering 88 oil and gas royalty entities. This included 43 related mineral agreements. In addition there are 104 surface leases and 16 rights-of-way.

In the fiscal year, IOGC collected $7,065,677 on behalf of Saskatchewan First Nations for oil and gas agreements on TLE lands. Under section 5:08 of the Saskatchewan TLE Framework Agreement, Entitlement First Nations can purchase provincially disposed lands by paying future oil and gas royalties to the Province of Saskatchewan. This fiscal year IOGC collected and transferred $5,979,790 to Saskatchewan for 5:08 replacement agreements. Under section 5:03 of the Framework Agreement, Entitlement First Nations purchase the minerals and retain all the royalties. IOGC collected $1,085,886 during the 2003-2004 fiscal year for 5:03 replacement agreements.

The activities associated with Treaty Land Entitlement lands have had a major impact on IOGC processes and resources in the past and this will continue well into the future. At year end IOGC was in the process of preparing more replacement agreements than have previously been issued in total. Given the unique nature of the activities associated with the TLE land selection process, IOGC looks forward to working with the TLE First Nations, Indian and Northern Affairs Canada (INAC) Saskatchewan Region, the Province of Saskatchewan and the oil and gas industry in this process.

New Subsurface Leases 2003-2004

(Excluding lease selections from permits)

First Nation	Company	Area Disposed (hectares)
Alexander First Nation	Paramount Resources Ltd	2,017.82
Beaver Lake Cree Nation	Husky Oil Operations Limited.	1,536.00
Bigstone Cree Nation	Atlas Energy Ltd.	1,977.19
Blood Tribe	Bowood Energy Corp.	512.00
Enoch Cree First Nation	Oskya Energy Ltd..	352.00
Enoch Cree First Nation	Oskya Energy Ltd.	5,120.00
Makwa Sahgaiechan FN	Bonavista Petroleum Ltd.	117.24
Onion Lake First Nation	Canadian Natural Resources Limited	187.25
Paul First Nation	Penn West Exploration Ltd.	256.00
Paul First Nation	Zargon Oil & Gas Ltd.	6,226.90
Siksika Nation	Moxie Exploration Ltd.	64.00
Siksika Nation	Encana Corporation	81.82
Siksika Nation	Petrobank Energy and Resources Ltd.	384.00
Siksika Nation	EOG Resources Canada Inc.	1.88
Total		**18,834.10 ha**

New Subsurface Permits 2003-2004

First Nation	Company	Area Disposed (hectares)
Alexis Nakota Sioux Nation	Exalta Energy Inc.	4,910.66
Alexis Nakota Sioux Nation	Tusk Energy Inc.	3,497.54
Beaver Lake Cree FN	Husky Oil Operations Limited	3,411.08
Blood Tribe	Bonavista Petroleum Ltd.	10,972.48
Bobtail	Burlington Resources Canada Ltd.	213.14
Kapawe'no First Nation	Northern Sun Exploration Company Inc.	1,539.36
Loon River Cree Nation	Harvest Operations Corp.	5,091.59
Louis Bull First Nation	Burlington Resources Canada Ltd.	711.18
Makwa Sahgaiehcan FN	Bonavista Petroleum Ltd.	5,425.04
Montana First Nation	Burlington Resources Canada Ltd.	2,806.92
Onion Lake First Nation	Onion Lake Energy Ltd.	49,051.77
Piapot First Nation	Petrobank Energy and Resources Ltd.	20,292.48
Poundmaker First Nation	Poundmaker Energy Corporation	2,385.15
Sweetgrass First Nation	Cavell Energy Corporation	16,961.70
Tsuu T'ina Nation	Tsuu T'ina Energy Corporation	1,024.00
Tsuu T'ina Nation	Tsuu T'ina Energy Corporation	1,792.00
Whitefish Lake First Nation	C1 Energy Ltd	3,114.90
Total		**133,200.99 ha**

Sedimentary basin map

New Subsurface Leases 2003-2004

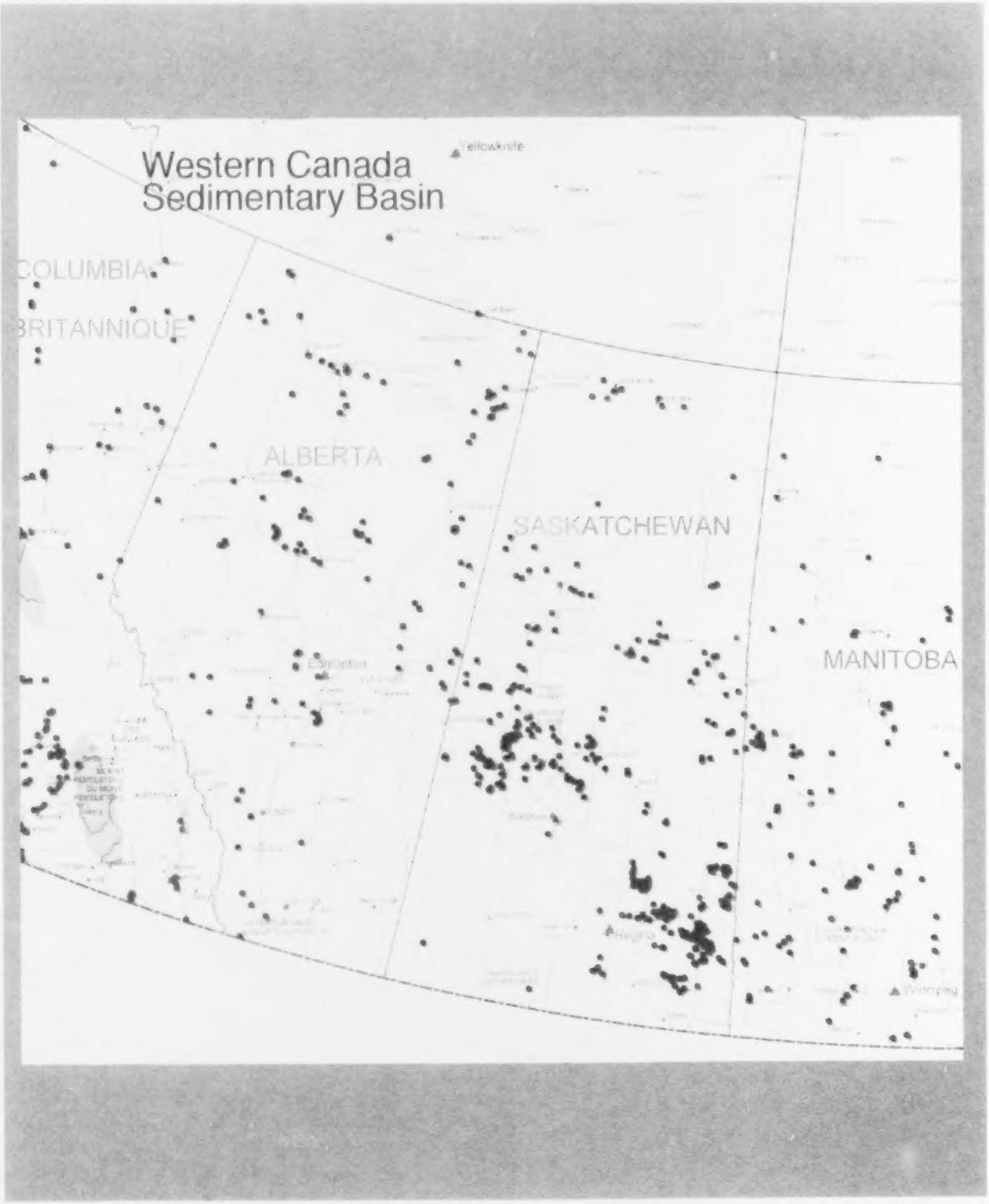
(Excluding lease selections from permits)

First Nation	Company	Area Disposed (hectares)
Alexander First Nation	Paramount Resources Ltd	2,017.82
Beaver Lake Cree Nation	Husky Oil Operations Limited.	1,536.00
Bigstone Cree Nation	Atlas Energy Ltd.	1,977.19
Blood Tribe	Bowood Energy Corp.	512.00
Enoch Cree First Nation	Oskya Energy Ltd..	352.00
Enoch Cree First Nation	Oskya Energy Ltd.	5,120.00
Makwa Sahgaiechan FN	Bonavista Petroleum Ltd.	117.24
Onion Lake First Nation	Canadian Natural Resources Limited	187.25
Paul First Nation	Penn West Exploration Ltd.	256.00
Paul First Nation	Zargon Oil & Gas Ltd.	6,226.90
Siksika Nation	Moxie Exploration Ltd.	64.00
Siksika Nation	Encana Corporation	81.82
Siksika Nation	Petrobank Energy and Resources Ltd.	384.00
Siksika Nation	EOG Resources Canada Inc.	1.88
Total		**18,834.10 ha**

New Subsurface Permits 2003-2004

First Nation	Company	Area Disposed (hectares)
Alexis Nakota Sioux Nation	Exalta Energy Inc.	4,910.66
Alexis Nakota Sioux Nation	Tusk Energy Inc.	3,497.54
Beaver Lake Cree FN	Husky Oil Operations Limited	3,411.08
Blood Tribe	Bonavista Petroleum Ltd.	10,972.48
Bobtail	Burlington Resources Canada Ltd.	213.14
Kapawe'no First Nation	Northern Sun Exploration Company Inc.	1,539.36
Loon River Cree Nation	Harvest Operations Corp.	5,091.59
Louis Bull First Nation	Burlington Resources Canada Ltd.	711.18
Makwa Sahgaichean FN	Bonavista Petroleum Ltd.	5,425.04
Montana First Nation	Burlington Resources Canada Ltd.	2,806.92
Onion Lake First Nation	Onion Lake Energy Ltd.	49,051.77
Piapot First Nation	Petrobank Energy and Resources Ltd.	20,292.48
Poundmaker First Nation	Poundmaker Energy Corporation	2,385.15
Sweetgrass First Nation	Cavell Energy Corporation	16,961.70
Tsuu T'ina Nation	Tsuu T'ina Energy Corporation	1,024.00
Tsuu T'ina Nation	Tsuu T'ina Energy Corporation	1,792.00
Whitefish Lake First Nation	C1 Energy Ltd	3,114.90
Total		**133,200.99 ha**

Sedimentary basin map



O&G Operations

The Production Unit includes three distinct groups: Engineering/Geology, Royalties and Informatics.

Engineering/Geology Group

Responsibilities for this group include:

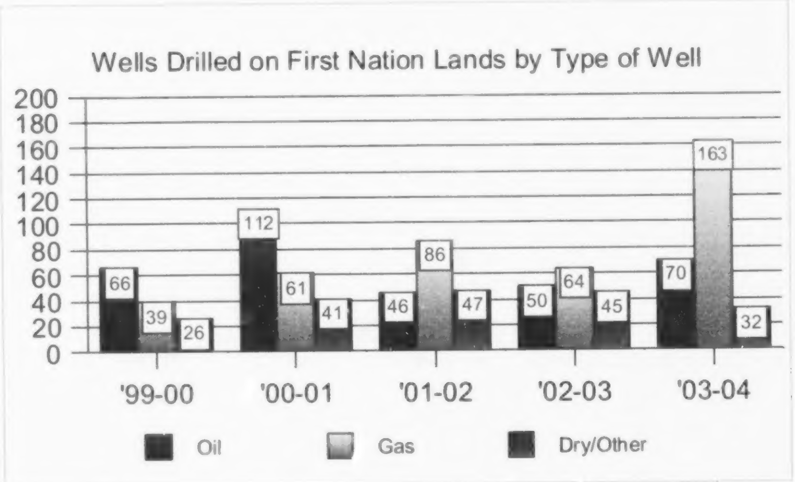
- Execution of duties in the functional areas of volumetric compliance, production monitoring and reservoir engineering
- Provision of technical evaluation as part of the review and processing of leases at the end of their primary and succeeding terms
- Maintenance of close liaison with other functional groups within the organization while performing these functions

The Compliance activities include:

- Ensuring that production volumes are measured accurately and reported correctly and inspecting production equipment located on reserves to ensure operation in an environmentally sound manner
- Monitoring the drilling and status of wells around reserves to identify situations where First Nations oil and gas resources are subject to the risk of being drained and taking appropriate measures to lessen the risk of drainage
- Ensuring that all necessary documents required by the Indian Oil and Gas Regulations and which pertain to drilling, servicing and abandoning wells in which a First Nation has a royalty interest, are provided by permittees and lessees
- Reviewing technical applications of various kinds which companies submit to the provincial regulatory authorities and which could potentially impact First Nations reserve lands

The Reservoir Engineering activities include:

- Providing yearly revenue forecasts to First Nations and the regional offices for budgeting purposes.
- Evaluating oil and gas leases for continuance
- Processing applications to abandon wells and to convert wells for water disposal, fluid injection or use as observation wells. Prior to approving any such request, technical information contained in the well file is reviewed to obtain assurance that no economically recoverable oil or gas remains



- Providing advice to First Nations with respect to the economics presented by companies in support of their proposals for developing First Nations lands. This may involve an assessment of the remaining recoverable reserves of oil and gas
- Maintaining a hydrocarbon resource inventory

Engineering and Geology Adjacent Wells

Indian Oil and Gas Canada monitors situations where wells are located on lands adjacent to an Indian reserve. These adjacent well situations are evaluated for their potential to produce or "drain" oil or gas from underneath the Indian reserve. When a potential drainage situation is found, appropriate action is taken to protect the First Nation's interest.

Prevention or mitigation of drainage is accomplished by having the on-reserve lessee produce the oil or gas from a First Nation's land. Adjacent wells are grouped into categories that determine the action taken. Each adjacent well situation is updated quarterly and reclassified if necessary.

For situations where reviews indicate that potential drainage is a concern, affected companies operating on Indian reserves have several choices, each of which is designed to protect the First Nations' interests.

If a well already exists on Indian land across from the draining well but is not producing, the on-reserve lessee may bring the Indian well on production and pay ensuing royalties to the First Nation. If no well exists on Indian land across from the draining well, the company may drill a well on Indian land and produce it or abandon it if it is dry, again paying any ensuing royalties to the First Nation.

Another choice for the on-reserve lessee is to drop the affected lands from its lease or permit, allowing IOGC to search for a new company willing to drill a well. Another choice that enables a company to keep its lease rights without drilling a well or bringing a shut-in well on production is for the company to pay compensatory royalties to the First Nation. As of March 31, 2004, IOGC administered a total of 17 compensatory royalty entities.

Offset Well Categories and Actions Taken

Adjacent Well	Offset Indian Interest Land	Action Taken
Producing or Non-producing	Leased or permitted	Review by engineering and geology staff
Producing or Non-producing	Not leased or permitted	Addressed by negotiations staff for leasing potential

IOGCoperations

The Production Unit includes three distinct groups: Engineering/Geology, Royalties and Informatics.

Engineering/Geology Group

Responsibilities for this group include:

- Execution of duties in the functional areas of volumetric compliance, production monitoring and reservoir engineering
- Provision of technical evaluation as part of the review and processing of leases at the end of their primary and succeeding terms
- Maintenance of close liaison with other functional groups within the organization while performing these functions

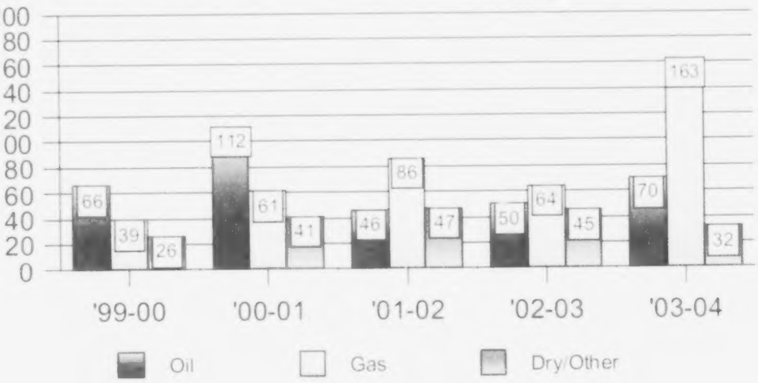
The Compliance activities include:

- Ensuring that production volumes are measured accurately and reported correctly and inspecting production equipment located on reserves to ensure operation in an environmentally sound manner
- Monitoring the drilling and status of wells around reserves to identify situations where First Nations oil and gas resources are subject to the risk of being drained and taking appropriate measures to lessen the risk of drainage
- Ensuring that all necessary documents required by the Indian Oil and Gas Regulations and which pertain to drilling, servicing and abandoning wells in which a First Nation has a royalty interest, are provided by permittees and lessees
- Reviewing technical applications of various kinds which companies submit to the provincial regulatory authorities and which could potentially impact First Nations reserve lands

The Reservoir Engineering activities include:

- Providing yearly revenue forecasts to First Nations and the regional offices for budgeting purposes.
- Evaluating oil and gas leases for continuance
- Processing applications to abandon wells and to convert wells for water disposal, fluid injection or use as observation wells. Prior to approving any such request, technical information contained in the well file is reviewed to obtain assurance that no economically recoverable oil or gas remains
- Providing advice to First Nations with respect to the economics presented by companies in support of their proposals for developing First Nations lands. This may involve an assessment of the remaining recoverable reserves of oil and gas
- Maintaining a hydrocarbon resource inventory

Wells Drilled on First Nation Lands by Type of Well



Engineering and Geology Adjacent Wells

Indian Oil and Gas Canada monitors situations where wells are located on lands adjacent to an Indian reserve. These adjacent well situations are evaluated for their potential to produce or "drain" oil or gas from underneath the Indian reserve. When a potential drainage situation is found, appropriate action is taken to protect the First Nation's interest.

Prevention or mitigation of drainage is accomplished by having the on-reserve lessee produce the oil or gas from a First Nation's land. Adjacent wells are grouped into categories that determine the action taken. Each adjacent well situation is updated quarterly and reclassified if necessary.

For situations where reviews indicate that potential drainage is a concern, affected companies operating on Indian reserves have several choices, each of which is designed to protect the First Nations' interests.

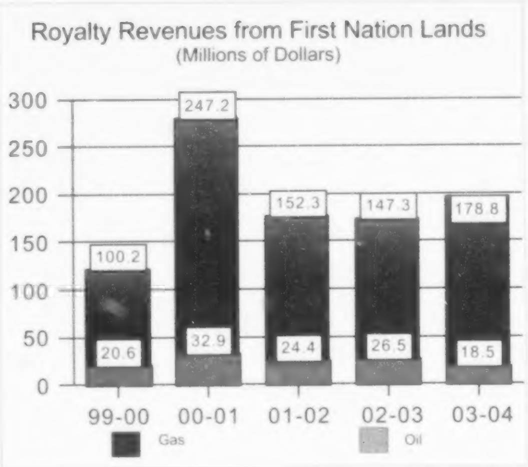
If a well already exists on Indian land across from the draining well but is not producing, the on-reserve lessee may bring the Indian well on production and pay ensuing royalties to the First Nation. If no well exists on Indian land across from the draining well, the company may drill a well on Indian land and produce it or abandon it if it is dry, again paying any ensuing royalties to the First Nation.

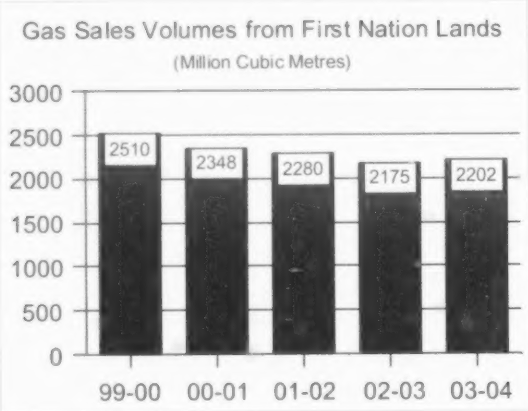
Another choice for the on-reserve lessee is to drop the affected lands from its lease or permit, allowing IOGC to search for a new company willing to drill a well. Another choice that enables a company to keep its lease rights without drilling a well or bringing a shut-in well on production is for the company to pay compensatory royalties to the First Nation. As of March 31, 2004, IOGC administered a total of 17 compensatory royalty entities.

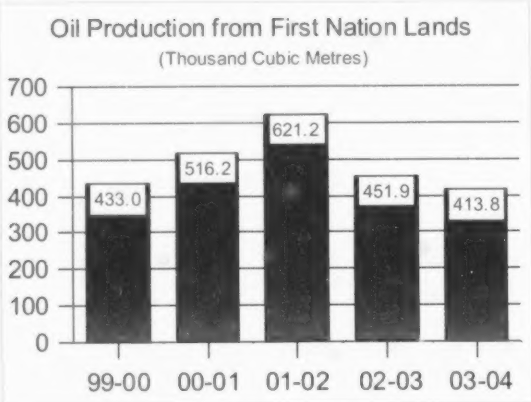
Offset Well Categories and Actions Taken

Adjacent Well	Offset Indian Interest Land	Action Taken
Producing or Non-producing	Leased or permitted	Review by engineering and geology staff
Producing or Non-producing	Not leased or permitted	Addressed by negotiations staff for leasing potential

IOGC operations







Royalty Group

Responsibilities of this group include:

- Familiarizing First Nations with royalty processes and training of company personnel in accurate royalty reporting
- Monitoring royalties collection for Treaty Land Entitlement lands in Saskatchewan
- Ensuring all interest is accounted for from wells on production on Indian lands
- Development of a process to accept electronic royalty submissions from companies
- Assisting in training of Pilot First Nations in monitoring royalties and developing management reports
- Daily management by royalty staff of over 3000 royalty entities through the monitoring of the monthly reporting cycle, including ensuring accuracy of royalties due and received
- Ensuring the accurate collection of royalties and subsequent reconciliation of accounts
- Reporting results of reconciliation process to First Nations and companies to resolve variances
- Reviewing of gas cost allowance submissions for approval and settlement
- Conducting field and facility inspections and audits as required to ensure claim costs are accurate and fall within prescribed regulations and guidelines
- Identifying companies that need to be audited in the areas of volumes, pricing and gas cost allowance
- Verification of all reported data to ensure accuracy and completeness as this data is reported to First Nations clients and IOGC management on a regular basis

Informatics Group

Responsibilities of this group include:

- Maintenance of the local area network and the data systems used by IOGC to track leases, production figures, rentals and bonuses
- Provision of support for other corporate systems including finance, word processing, spreadsheet and graphics-based programs

TOPGAS and OMAC Update

TOPGAS, which means take or pay gas, refers to certain financing (or interest) charges associated with gas that TransCanada PipeLines (TransCanada) had contracted for but was not able to market. A consortium of banks loaned TransCanada money, which was subsequently paid to producers to satisfy TransCanada's contractual obligations. TOPGAS financing charges are the interest charges that were payable by TransCanada's producers to finance the loan. TransCanada included TOPGAS financing charges in the Alberta Cost of Service which was deducted from the sales price of gas to arrive at the Regulated Field Price, or the Contract Price (under deregulation), upon which the Indian royalty calculations were based.

OMAC refers to operating, marketing and administrative charges incurred by TransCanada to market producers' gas. Producers agreed to these costs as deductions from the netback pool price under various agreements producers signed with TransCanada.

Court Decisions

On May 3, 1993, the Stoney Tribal Council commenced legal action against PanCanadian Petroleum Limited on the issue of whether TOPGAS and OMAC charges should be deducted from the price of gas prior to the calculation of Indian royalties. On April 9, 1998, Justice P. J. McIntyre of the Alberta Court of Queen's Bench ruled in favour of the Stoney Tribal Council and ordered PanCanadian to recalculate and pay royalties without TOPGAS or OMAC deductions from May 3, 1983 forward. An appeal by PanCanadian resulted in an Alberta Court of Appeal decision issued on July 24, 2000. In their decision, Justices Sulatycky, McFadyen and Rawlins upheld the lower court ruling and held that TOPGAS financing charges and OMAC were not deductible in the calculation of Indian royalties.

The Court of Appeal also found that the applicable period of limitations for the recalculation of royalties was six years, rather than the ten year period in the trial court opinion. This finding was based on the Court of Appeal characterizing the action as a contractual matter relating to the correct amount of money owing rather than an action to recover an interest in land, as found by the trial court.

Results of Court Decisions

To date we have collected $1,656,150 in royalties, and $518,394 in interest for a total of $2,174,544 from 27 companies at 14 reserves.

Royalty payers have been informed of the court decisions. No TOPGAS deductions from the price of gas have been made since October 31, 1994 when the loans to the banks were fully repaid. IOGC uses pricing audits conducted in accordance with the overall audit strategy to monitor the validity of gas sales prices, including OMAC type deductions, on a continuing basis.

For a general discussion of the history of the take or pay gas (TOPGAS) issue see the article by Jay Park, "Developments in Natural Gas Purchase Contracts" published in 1984 in the Alberta Law Review (Vol. XXII,NO.1).

Examinations

IOGC's audit group examines submitted royalty payments and related records to ensure correct payment of royalties to First Nations. Records examined include those held by IOGC and those held by royalty payers.

Focuses of the examinations include: volumes sold, prices at which volumes were sold, and adherence to royalty related conditions in the relevant lease and in accordance with the *Indian Oil and Gas Regulations, 1995*

During fiscal year 2003-2004, IOGC completed 34 examinations on 22 Indian Reserves. The examinations involved 24 oil and gas companies. As a result of these examinations, IOGC collected a total of $4.69 million of additional First Nation royalty.

[illegible]

Summary		
	Oil Wells	70
	Gas Wells	163
	Cased Wells	18
	Abandoned Wells	14
	Total Wells	**265**

Reserve	Well Name	Location (Surface)	Status	Total Depth (m)
Alexander # 134, AB	Eni Alexander	16-35-55-27W4	Gas	1300
Alexander # 134, AB	Monolith Alexander	04-35-55-01W5(1-34)	Aban	1396
Alexis # 133, AB	Exalta St Anne	05-19-55-04W5	Aban	1445
Beaver Lake # 131, AB	Husky Crgnd	04-34-65-13W4	Gas	481
Beaver Lake # 131, AB	Husky 02 Crgnd	2/09-33-65-13W4	Gas	380
Beaver Lake # 131, AB	Husky Crgnd	07-14-65-13W4	Gas	377
Blood # 148, AB	Bonavista Blood	07-17-05-23W4	Aban	1600
Blood # 148, AB	Bonavista Blood	09-27-06-23W4	Aban	1505
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-02-08-22W4(12-2)	Oil	1196
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-03-08-22W4(3-3)	Oil	1490
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-09-08-22W4(14-9)	Oil	1196
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-09-08-22W4(14-9)	Oil	1147
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-10-08-22W4(5-10)	Oil	1057
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-10-08-22W4(13-10)	Oil	1064
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-16-08-22W4	Oil	1094
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	02-16-08-22W4(14-9)	Oil	1120
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-17-08-22W4(11-17)	Gas	1238
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-19-08-22W4(6-19)	Oil	1280
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-19-08-22W4(6-19)	Oil	1293
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	15-12-08-23W4	Gas	1346
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	2/16-27-08-23W4	Oil	1315
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	2/16-23-08-23W4	Oil	1260
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	14-23-08-23W4	Oil	1266
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	08-32-08-23W4	Cased	1488
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	16-03-09-23W4	Gas	1140
Blood # 148, AB	Bonavista Pearce	08-12-09-24W4	Oil	1560
Blood Lob # 148a, AB	Pioneer Lookout Butte	15-09-01-28W4(3-16)	Cased	3853
Buck Lake # 133c, AB	Penn West Exp 102 Minhik	2/06-21-45-05W5	Gas	869
Cold Lake # 149, AB	Baytex 13a Beaverdam	8/13-15-61-02W4	Oil	405
Cold Lake # 149,AB	Baytex 8a Beavrdm	5/08-16-61-02W4	Oil	487
Cold Lake # 149, AB	Baytex 102 15d Beavrdm	15-16-61-02W4(1-21)	Cased	429
Cold Lake # 149, AB	Baytex 8d Beaverdam	08-21-61-02W4(5-22)	Oil	670
Cold Lake # 149, AB	Baytex 9a Beaverdam	09-21-61-02W4(5-22)	Oil	670
Cold Lake # 149, AB	Baytex 4d Beaverdam	04-22-61-02W4(5-22)	Oil	652
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5b Beaverdam	2/05-22-61-02W4	Oil	529
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5a Beaverdam	3/05-22-61-02W4	Oil	475
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5d Beaverdam	4/05-22-61-02W4	Oil	434
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5c Beaverdam	5/05-22-61-02W4	Oil	475
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6b Beaverdam	2/06-22-61-02W4(5-22)	Oil	559
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6c Beaverdam	3/06-22-61-02W4(5-22)	Oil	501
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6d Beaverdam	4/06-22-61-02W4(5-22)	Oil	616
Cold Lake # 149, AB	Baytex 7a Beaverdam	5/07-22-61-02W4	Cased	389
Cold Lake # 149, AB	Baytex 10b Beavrdm	5/10-22-61-02W4(7-22)	Oil	412
Cold Lake # 149, AB	Baytex 11b Beaverdam	3/11-22-61-02W4(5-22)	Oil	515
Cold Lake # 149, AB	Baytex 11c Beaverdam	4/11-22-61-02W4(5-22)	Oil	690
Cold Lake # 149, AB	Baytex 12b Beaverdam	4/12-22-61-02W4(5-22)	Oil	525
Cold Lake # 149, AB	Baytex 12c Beaverdam	3/12-22-61-02W4(5-22)	Oil	641

drilling summary-first nation interest wells 2003-2004

Reserve	Well Name	Location (Surface)	Status	Total Depth (m)
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	04-26-73-12W5	Cased	774
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	16-03-74-12W5	Cased	825
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	06-04-74-12W5	Cased	805
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	10-06-74-12W5	Cased	873
Halfway River # 168, B.C	Aecl Halfway	03-26-86-25W6	Cased	1557
Hay Lake # 209, AB	Devlan Sousa	06-05-112-05W6	Gas	318
Hay Lake # 209, AB	Navigo Sousa	06-25-112-05W6	Gas	277
Hay Lake # 209, AB	Navigo Sousa	04-10-112-05W6	Gas	282
Horse Lakes # 152b, AB	Eca Ecog Sinclair	12-14-73-12W6(5-14)	Gas	2685
Horse Lakes # 152b, AB	Eca Ecog 102 Sinclair	2/15-24-73-12W6	Gas	2585
Horse Lakes # 152b, AB	Talisman Sinclair	02-35-73-12W6	Gas	2510
Kehiwin # 123, AB	Cnrl Kehiwin	15-25-59-06W4	Gas	504
Littlepine # 116, SK	Cavell Carruthers	131/10-27-45-22W3	Gas	586
Louis Bull 138b, AB	Brcl Nelson	03-15-45-25W4	Cased	1505
Louis Bull 138b, AB	Brcl 102 Nelson	2/02-23-45-25W4	Gas	568
Makaoo # 120, AB	Pan Global Makaoo	08-25-54-28W3	Gas	574
Makaoo # 120, AB	Pan Global John Lake	09-25-54-01W4	Gas	578
Makaoo # 120, AB	Galleon John Lake	09-01-55-01W4	Gas	572
Makwa # 129, SK	Bonavista Makwa	131/05-23-58-23W3	Gas	439
Nekaneek # 160a, SK	Regent Merryflat	131/14-17-07-28W3	Gas	1091
Nekaneek # 160a, SK	Regent Merryflat	08-32-07-28W3	Gas	1000
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	101/A11-04-52-20W3	Oil	493
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	12-04-52-20W3	Oil	541
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	13-04-52-20W3	Oil	550
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	07-08-52-20W3	Gas	534
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	08-09-52-20W3	Gas	500
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	101/13-13-52-20W3	Gas	542
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	141/06-14-52-20W3	Gas	549
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	05-16-52-20W3	Gas	556
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	131/02-02-52-20W3	Oil	558
O'chiese # 203, AB	Westrock Willgr	15-07-44-09W5	Gas	1717
O'chiese # 203, AB	Brcl Willgr	16-19-44-09W5	Gas	1640
O'chiese # 203, AB	Westrock Pem	12-01-45-11W5	Gas	1721
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Onion Lake	41/11-25-55-27W3	Aban	710
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Onion Lake	D9-30-55-27W3	Cased	610
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	41/02-32-56-27W3	Gas	667
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	31/04-34-56-27W3	Gas	653
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	21/09-01-56-27W4	Cased	742
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	09-05-56-27W3	Oil	635
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	21/11-09-56-27W3	Aban	678
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	11/11-10-56-27W3	Cased	700
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	41/07-35-56-27W3	Gas	688
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	41/09-05-57-27W3	Oil	647
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	11/15-03-58-27W3	Aban	676
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	11/13-21-58-27W3	Gas	680
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	21/07-35-58-27W3	Gas	678
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	31/15-36-58-27W3	Gas	649
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	31/14-19-57-26W3	Gas	518
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	41/03-17-57-26W3	Gas	398
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	21/02-18-57-26W3	Gas	482
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	21/09-21-57-26W3	Gas	415
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	41/08-34-57-27W3	Cased	463
Pigeon Lake # 138a, AB	Cop 100 Bglen	09-14-46-28W4	Cased	2250
Pigeon Lake # 138a, AB	Bpei Bglen	01-24-46-28W4	Cased	1329
Pigeon Lake # 138a, AB	Bpei Bglen	08-24-46-28W4(5-19-47-27)	Cased	1328

drilling summary-first nation interest wells 2003-2004

Summary		
	Oil Wells	70
	Gas Wells	163
	Cased Wells	18
	Abandoned Wells	14
	Total Wells	**265**

Reserve	Well Name	Location (Surface)	Status	Total Depth (m)
Alexander # 134, AB	Eni Alexander	16-35-55-27W4	Gas	1300
Alexander # 134, AB	Monolith Alexander	04-35-55-01W5(1-34)	Aban	1396
Alexis # 133, AB	Exalta St Anne	05-19-55-04W5	Aban	1445
Beaver Lake # 131, AB	Husky Crgnd	04-34-65-13W4	Gas	481
Beaver Lake # 131, AB	Husky 02 Crgnd	2/09-33-65-13W4	Gas	380
Beaver Lake # 131, AB	Husky Crgnd	07-14-65-13W4	Gas	377
Blood # 148, AB	Bonavista Blood	07-17-05-23W4	Aban	1600
Blood # 148, AB	Bonavista Blood	09-27-06-23W4	Aban	1505
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-02-08-22W4(12-2)	Oil	1196
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-03-08-22W4(3-3)	Oil	1490
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-09-08-22W4(14-9)	Oil	1196
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-09-08-22W4(14-9)	Oil	1147
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-10-08-22W4(5-10)	Oil	1057
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-10-08-22W4(13-10)	Oil	1064
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-16-08-22W4	Oil	1094
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	02-16-08-22W4(14-9)	Oil	1120
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-17-08-22W4(11-17)	Gas	1238
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-19-08-22W4(6-19)	Oil	1280
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-19-08-22W4(6-19)	Oil	1293
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	15-12-08-23W4	Gas	1346
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	2/16-27-08-23W4	Oil	1315
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	2/16-23-08-23W4	Oil	1260
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	14-23-08-23W4	Oil	1266
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	08-32-08-23W4	Cased	1488
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	16-03-09-23W4	Gas	1140
Blood # 148, AB	Bonavista Pearce	08-12-09-24W4	Oil	1560
Blood Lob # 148a, AB	Pioneer Lookout Butte	15-09-01-28W4(3-16)	Cased	3853
Buck Lake # 133c, AB	Penn West Exp 102 Minhik	2/06-21-45-05W5	Gas	869
Cold Lake # 149, AB	Baytex 13a Beaverdam	8/13-15-61-02W4	Oil	405
Cold Lake # 149,AB	Baytex 8a Beavrdm	5/08-16-61-02W4	Oil	487
Cold Lake # 149, AB	Baytex 102 15d Beavrdm	15-16-61-02W4(1-21)	Cased	429
Cold Lake # 149, AB	Baytex 8d Beaverdam	08-21-61-02W4(5-22)	Oil	670
Cold Lake # 149, AB	Baytex 9a Beaverdam	09-21-61-02W4(5-22)	Oil	670
Cold Lake # 149, AB	Baytex 4d Beaverdam	04-22-61-02W4(5-22)	Oil	652
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5b Beaverdam	2/05-22-61-02W4	Oil	529
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5a Beaverdam	3/05-22-61-02W4	Oil	475
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5d Beaverdam	4/05-22-61-02W4	Oil	434
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5c Beaverdam	5/05-22-61-02W4	Oil	475
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6b Beaverdam	2/06-22-61-02W4(5-22)	Oil	559
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6c Beaverdam	3/06-22-61-02W4(5-22)	Oil	501
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6d Beaverdam	4/06-22-61-02W4(5-22)	Oil	616
Cold Lake # 149, AB	Baytex 7a Beaverdam	5/07-22-61-02W4	Cased	389
Cold Lake # 149, AB	Baytex 10b Beavrdm	5/10-22-61-02W4(7-22)	Oil	412
Cold Lake # 149, AB	Baytex 11b Beaverdam	3/11-22-61-02W4(5-22)	Oil	515
Cold Lake # 149, AB	Baytex 11c Beaverdam	4/11-22-61-02W4(5-22)	Oil	690
Cold Lake # 149, AB	Baytex 12b Beaverdam	4/12-22-61-02W4(5-22)	Oil	525
Cold Lake # 149, AB	Baytex 12c Beaverdam	3/12-22-61-02W4(5-22)	Oil	641

drilling summary-first nation interest wells 2003-2004

Reserve	Well Name	Location (Surface)	Status	Total Depth (m)
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	04-26-73-12W5	Cased	774
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	16-03-74-12W5	Cased	825
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	06-04-74-12W5	Cased	805
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	10-06-74-12W5	Cased	873
Halfway River # 168, B.C	Acel Halfway	03-26-86-25W6	Cased	1557
Hay Lake # 209, AB	Devlan Sousa	06-05-112-05W6	Gas	318
Hay Lake # 209, AB	Navigo Sousa	06-25-112-05W6	Gas	277
Hay Lake # 209, AB	Navigo Sousa	04-10-112-05W6	Gas	282
Horse Lakes # 152b, AB	Eca Ecog Sinclair	12-14-73-12W6(5-14)	Gas	2685
Horse Lakes # 152b, AB	Eca Ecog 102 Sinclair	2/15-24-73-12W6	Gas	2585
Horse Lakes # 152b, AB	Talisman Sinclair	02-35-73-12W6	Gas	2510
Kehiwin # 123, AB	Cnrl Kehiwin	15-25-59-06W4	Gas	504
Littlepine # 116, SK	Cavell Carruthers	131 10-27-45-22W3	Gas	586
Louis Bull 138b, AB	Brel Nelson	03-15-45-25W4	Cased	1505
Louis Bull 138b, AB	Brel 102 Nelson	2 02-23-45-25W4	Gas	568
Makaoo # 120, AB	Pan Global Makaoo	08-25-54-28W3	Gas	574
Makaoo # 120, AB	Pan Global John Lake	09-25-54-01W4	Gas	578
Makaoo # 120, AB	Galleon John Lake	09-01-55-01W4	Gas	572
Makwa # 129, SK	Bonavista Makwa	131 05-23-58-23W3	Gas	439
Nekaneek # 160a, SK	Regent Merryflat	131 14-17-07-28W3	Gas	1091
Nekaneek # 160a, SK	Regent Merryflat	08-32-07-28W3	Gas	1000
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	101 A11-04-52-20W3	Oil	493
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	12-04-52-20W3	Oil	541
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	13-04-52-20W3	Oil	550
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	07-08-52-20W3	Gas	534
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	08-09-52-20W3	Gas	500
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	101 13-13-52-20W3	Gas	542
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	141 06-14-52-20W3	Gas	549
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	05-16-52-20W3	Gas	556
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	131 02-02-52-20W3	Oil	558
O'chiese # 203, AB	Westrock Willgr	15-07-44-09W5	Gas	1717
O'chiese # 203, AB	Brel Willgr	16-19-44-09W5	Gas	1640
O'chiese # 203, AB	Westrock Pem	12-01-45-11W5	Gas	1721
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Onion Lake	41 11-25-55-27W3	Aban	710
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Onion Lake	D9-30-55-27W3	Cased	610
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	41 02-32-56-27W3	Gas	667
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	31 04-34-56-27W3	Gas	653
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	21 09-01-56-27W4	Cased	742
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	09-05-56-27W3	Oil	635
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	21 11-09-56-27W3	Aban	678
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	11 11-10-56-27W3	Cased	700
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	41 07-35-56-27W3	Gas	688
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	41 09-05-57-27W3	Oil	647
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	11 15-03-58-27W3	Aban	676
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	11 13-21-58-27W3	Gas	680
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	21 07-35-58-27W3	Gas	678
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	31 15-36-58-27W3	Gas	649
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	31 14-19-57-26W3	Gas	518
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	41 03-17-57-26W3	Gas	398
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	21 02-18-57-26W3	Gas	482
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	21 09-21-57-26W3	Gas	415
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	41 08-34-57-27W3	Cased	463
Pigeon Lake # 138a, AB	Cop 100 Bglen	09-14-46-28W4	Cased	2250
Pigeon Lake # 138a, AB	Bpei Bglen	01-24-46-28W4	Cased	1329
Pigeon Lake # 138a, AB	Bpei Bglen	08-24-46-28W4(5-19-47-27)	Cased	1328

drilling summary-first nation interest wells 2003-2004

Reserve	Well Name	Location (Surface)	Status	Total Depth(m)
Pigeon Lake # 138a, AB	Pivotal Bonnie Glen	4/12-36-46-28W4	Gas	1672
Poundmaker # 114, SK	Banks Poundmaker	08-33-44-21W3	Gas	635
Poundmaker # 114-21, SK	Banks Freemont	A2-33-44-24W3	Oil	745
Poundmaker # 114-21, SK	Banks Freemont	A3-33-44-24W3	Oil	745
Poundmaker # 114-21, SK	Banks Freemont	A9-33-44-24W3	Oil	721
Poundmaker # 114-21, SK	Banks Freemont	07-33-44-24W3	Oil	738
Puskiakiwenin # 122, AB	Husky 12 Frog Lake	12-16-57-03W4	Oil	573
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 2d Frog Lk	02-31-57-03W4	Oil	583
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 13d Frog Lk	13-33-57-03W4	Oil	564
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 2b Lndbrgh	02-15-57-04W4	Oil	586
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 12a Lndbrgh	12-25-57-04W4	Oil	591
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 10c Lndbrgh	10-34-57-04W4	Oil	594
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 5a Lndbrgh	05-01-58-04W4	Oil	605
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	03-14-57-11W4	Gas	681
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	01-20-57-11W4	Gas	711
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	04-28-57-11W4	Gas	690
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	05-30-57-11W4	Gas	681
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	05-02-57-12W4	Gas	690
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	05-27-57-12W4	Gas	678
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	09-36-57-12W4	Gas	670
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Stry	10-26-57-13W4	Gas	710
Seekaskootch # 121, SK	Pan Global Onion Lake	132/11-09-55-27W3	Oil	621
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	08-05-22-21W4(4-4-22-21)	Gas	978
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-26-21-21W4	Gas	820
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-27-21-21W4	Gas	817
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	08-27-21-21W4	Gas	828
Siksika # 146, AB	Eog 102 Gleichen	2/09-28-21-21W4	Gas	835
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	14-28-21-21W4	Gas	827
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-32-21-21W4	Gas	850
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	08-32-21-21W4	Gas	845
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	11-32-21-21W4	Gas	850
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	16-32-21-21W4(4-4-22-21)	Gas	1204
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-33-21-21W4	Gas	838
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-05-22-21W4	Gas	848
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-06-22-21W4	Gas	860
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	08-06-22-21W4	Gas	852
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-25-21-22W4	Gas	869
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-25-21-22W4(6-25)	Gas	1188
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-25-21-22W4	Gas	859
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-26-21-22W4	Gas	1257
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-26-21-22W4	Gas	879
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-26-21-22W4	Gas	888
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-26-21-22W4	Gas	873
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-27-21-22W4	Gas	890
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-27-21-22W4	Gas	890
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-27-21-22W4	Gas	899
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-27-21-22W4	Gas	886
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-28-21-22W4	Gas	901
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-28-21-22W4	Gas	898
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-28-21-22W4	Gas	889
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-29-21-22W4	Gas	918
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-29-21-22W4	Gas	914
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-29-21-22W4	Gas	916
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-29-21-22W4	Gas	915
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-30-21-22W4	Gas	931

drilling summary first nation interest wells 2003-2004

Reserve	Well Name	Location (Surface)	Status	Total Depth(m)
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-30-21-22W4	Gas	920
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-31-21-22W4	Gas	929
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-32-21-22W4	Gas	922
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-32-21-22W4	Gas	900
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-32-21-22W4	Gas	915
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	2/06-33-21-22W4	Gas	896
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-33-21-22W4	Gas	897
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-33-21-22W4	Gas	902
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-33-21-22W4	Gas	905
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-34-21-22W4	Gas	900
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-34-21-22W4	Gas	889
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-34-21-22W4	Gas	888
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-34-21-22W4	Gas	888
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-35-21-22W4	Gas	882
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-35-21-22W4	Gas	887
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-35-21-22W4	Gas	885
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-32-21-22W4	Gas	915
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-35-21-22W4	Gas	862
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-36-21-22W4	Gas	865
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-36-21-22W4	Gas	860
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-36-21-22W4	Gas	870
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-36-21-22W4	Gas	860
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	13-25-21-23W4	Gas	930
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	14-01-22-22W4	Gas	868
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-01-22-22W4	Gas	870
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	07-01-22-22W4	Gas	870
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	16-01-22-22W4	Gas	865
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	08-02-22-22W4	Gas	875
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	14-02-22-22W4	Gas	975
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	09-03-22-22W4	Gas	887
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	14-03-22-22W4	Gas	895
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	08-04-22-22W4	Gas	890
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	14-04-22-22W4	Gas	902
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	08-05-22-22W4	Gas	910
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	14-05-22-22W4	Gas	914
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	08-06-22-22W4	Gas	930
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	14-06-22-22W4	Gas	928
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	01-30-20-19W4	Gas	826
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	16-20-20-20W4	Gas	1260
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc 102 Jbush	07-22-20-20W4	Gas	1280
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	09-20-20-21W4	Gas	810
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	11-22-20-21W4	Aban	794
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	16-30-20-21W4	Gas	850
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	06-31-20-21W4	Gas	851
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	08-31-20-21W4	Aban	1515
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	14-31-20-21W4	Gas	873
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	07-34-20-21W4	Gas	810
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	11-13-20-22W4	Gas	1518
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	07-26-20-22W4	Gas	1523
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	16-36-20-22W4	Gas	1313
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Bassano	08-04-21-19W4	Gas	1165
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Bassano	2/08-05-21-19W4	Gas	720
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Bassano	09-02-21-21W4	Aban	795
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Gleichen	08-05-21-21W4	Gas	820
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Gleichen	12-08-21-21W4	Gas	821

drilling summary-first nation interest wells 2003-2004

Reserve	Well Name	Location (Surface)	Status	Total Depth(m)
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Gleichen	16-06-21-21W4	Gas	1297
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	06-01-21-22W4	Gas	852
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	14-01-21-22W4	Gas	850
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	16-01-21-22W4	Gas	850
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	08-02-21-22W4	Gas	1517
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	06-12-21-22W4	Gas	848
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	08-12-21-22W4	Gas	851
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	14-12-21-22W4	Gas	851
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	16-12-21-22W4	Gas	846
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	06-13-21-22W4	Gas	858
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	11-13-21-22W4	Gas	857
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	16-13-21-22W4	Gas	847
Siksika # 146, AB	Response Serc Blackfoot	10-13-22-24W4(9-13)	Gas	1603
Siksika # 146, AB	Response Serc Blackfoot	05-29-22-23W4	Gas	1714
Siksika # 146, AB	Tusk Serc Bassano	08-28-20-20W4	Gas	1420
Siksika # 146, AB	Vel Bassano	3/09-28-20-20W4	Aban	1447
Stoney # 142,143,144, AB	Olympia Jumpw	06-02-26-06W5(10-35)	Gas	2420
Stoney # 142,143,144, AB	Olympia Jumpw	05-25-25-06W5(8-26)	Gas	2455
Stoney # 142,143,144, AB	Olympia Jumpw	05-36-25-06W5	Gas	2450
Stoney # 142,143,144, AB	Suncor Chiniki	06-36-24-08W5(2-36)	Aban	3395
Stoney # 142b, AB	Pc8-25dr Wildcat Hills	03-30-27-06W5(8-25)	Gas	2500
Sunchild # 202, AB	Brcl Ferrier	13-27-42-10W5(16-28)	Gas	2995
Sunchild # 202, AB	Brcl Ferrier	11-01-43-10W5	Gas	2795
Sunchild # 202, AB	Brcl 102 Ferrier	2/08-13-43-10W5	Gas	2735
Swampy Lake # 236, AB	Storm Loon	02-18-85-09W5	Aban	1545
Swampy Lake # 236, AB	Storm Loon	09-01-85-10W5	Aban	1560
Swampy Lake # 236, AB	Storm Loon	16-22-85-10W5	Gas	1523
Swampy Lake # 236, AB	Storm Loon	02-17-86-09W5	Oil	1510
Thunderchild # 115m, SK	Bonavista Makwa Dd	121/03-36-59-23W3	Gas	440
Tsuu T'ina # 145, AB	Extreme Sarcee	04-30-23-03W5	Cased	2270
Unipouheos # 121, AB	Husky 2a Frog Lake	02-29-56-03W4	Oil	490
Unipouheos # 121, AB	Husky 14c Frog Lake	2/14-17-56-03W4	Oil	501
Unipouheos # 121, AB	Husky 5a Frog Lake	05-16-57-03W4	Oil	528
Unipouheos # 121, AB	Husky 6b Frog Lake	06-16-57-03W4	Oil	484
Unipouheos # 121, AB	Husky 6c Frog Lake	3/06-16-57-03W4	Oil	460
Unipouheos # 121, AB	Husky 8a Frog Lake	4/08-17-057-03W4	Oil	472
Unipouheos # 121, AB	Husky 8c Frog Lake	2/08-17-57-03W4	Oil	476
Unipouheos # 121, AB	Husky 8d Frog Lake	3/08-17-57-03W4	Oil	520
Unipouheos # 121, AB	Husky 8b Frog Lake	5/08-17-57-03W4	Oil	426
Unipouheos # 121, AB	Husky Lind	12-20-056-03W4	Oil	517
Unipouheos # 121, AB	Husky 3a Frog Lake	03-23-56-03W4	Oil	473
Unipouheos # 121, AB	Husky Lind	03-27-056-03W4(6-27)	Oil	517
Unipouheos # 121, AB	Pvr 11c Frog Lk	2/11-30-56-02W4	Oil	581
Unipouheos # 121, AB	Pvr 14b Frog Lk	14-27-56-03W4	Oil	547
Unipouheos # 121, AB	Pvr 2a Frog Lk	02-28-56-03W4	Oil	545
Unipouheos # 121, AB	Pvr 2a Frog Lk	02-33-56-03W4	Oil	564
Unipouheos # 121, AB	Pvr 6c Frog Lk	06-34-56-03W4	Oil	531
Unipouheos # 121, AB	Pvr 2d Frog Lk	02-04-57-03W4	Oil	594
Wabasca # 166, AB	Atlas Hz Brint	13-06-80-22W4	Oil	3155
Whitefish Lake # 128, AB	Tusk Keyano Ashmont	11-08-61-12W4	Gas	599
Whitefish Lake # 128, AB	Tusk Keyano Ashmont	07-19-61-12W4	Gas	612
Whitefish Lake # 128, AB	Signalta Crgnd	14-02-62-13W4	Gas	516
White Bear # 70, SK	Har Wbog Big Marsh Hz	91/07-23-09-03W2(15-14)	Oil	2025

IOGC operations

Planning and Corporate Services (PCS) is comprised of four groups headed by the Director, Planning and Corporate Services. PCS's key responsibilities include provision of essential corporate services that relate to administrative policy, human resources, finance, contracts and administration. The unit also manages and coordinates planning for the organization resulting in a Regional Management Plan.

Policy Group

This group maintains a strategic role in the following:

- Development of corporate administrative policies
- Coordination of the approval of new administrative policies and changes in existing policies

Human Resources Group

The principal responsibilities of this group are:

- The provision of complete personnel services to IOGC senior management and employees
- Administration of the special human resources classification and other programs required by IOGC as an organization with separate employer status
- Training and development
- Recruitment and staffing
- Staff relations and compensation

Contracts and Administration Group

This group provides IOGC with a variety of administrative services, including:

- Contract administration
- Maintenance of central records
- Facility management
- Purchasing
- Security
- The handling of access to information requests
- Maintenance of a resource library

Finance Group

This group is responsible for:

- The provision of complete corporate financial service to IOGC in the areas of accounting operations, financial systems, budget allocation, management variance reporting and funding to pilot First Nations for oil and gas initiatives
- Administration of the decentralized IOGC budget
- Collection and processing bonus, lease and royalty payments to First Nations trust accounts through IOGC's Resource Information Management System (RIMS)

IOGCoperations

Planning and Corporate Services (PCS) is comprised of four groups headed by the Director, Planning and Corporate Services. PCS's key responsibilities include provision of essential corporate services that relate to administrative policy, human resources, finance, contracts and administration. The unit also manages and coordinates planning for the organization resulting in a Regional Management Plan.

Policy Group

This group maintains a strategic role in the following:

- Development of corporate administrative policies
- Coordination of the approval of new administrative policies and changes in existing policies

Human Resources Group

The principal responsibilities of this group are:

- The provision of complete personnel services to IOGC senior management and employees
- Administration of the special human resources classification and other programs required by IOGC as an organization with separate employer status
- Training and development
- Recruitment and staffing
- Staff relations and compensation

Contracts and Administration Group

This group provides IOGC with a variety of administrative services, including:

- Contract administration
- Maintenance of central records
- Facility management
- Purchasing
- Security
- The handling of access to information requests
- Maintenance of a resource library

Finance Group

This group is responsible for:

- The provision of complete corporate financial service to IOGC in the areas of accounting operations, financial systems, budget allocation, management variance reporting and funding to pilot First Nations for oil and gas initiatives
- Administration of the decentralized IOGC budget
- Collection and processing bonus, lease and royalty payments to First Nations trust accounts through IOGC's Resource Information Management System (RIMS)

Planning and Corporate Services Update

The Planning and Corporate Services (PCS) unit had a very busy year, with 33 staffing actions. At this time, Aboriginal employees represent 44 percent and Visible Minorities represent seven percent of the IOGC employee population. Six external staffing processes resulted in the appointment of four new Aboriginal employees. It should be noted that a new Term Policy was approved by IOGC in January 2004 and resulted in five employees gaining indeterminate status because they had been in their positions for three years or more.

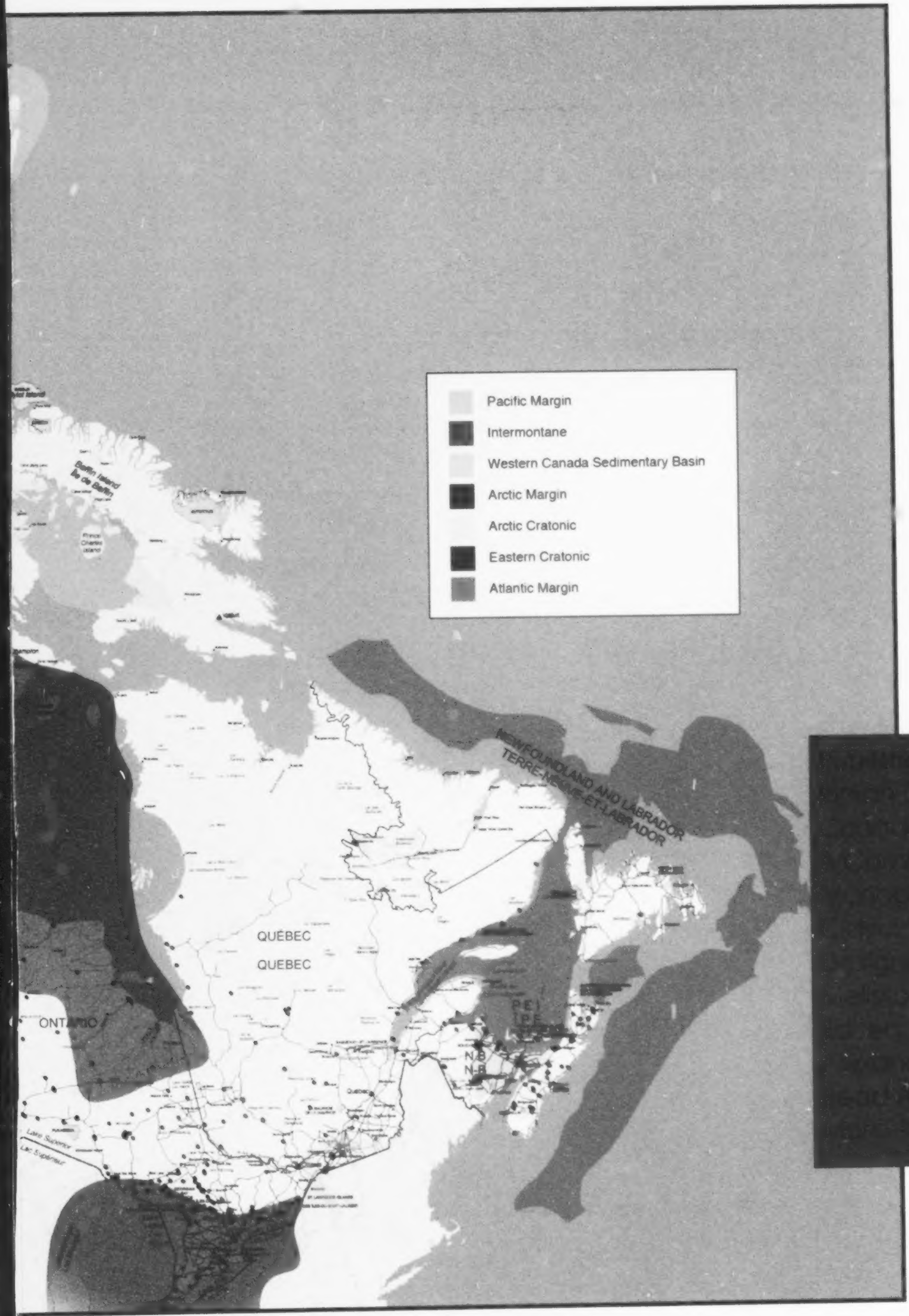
IOGC's service contracts were up 32 percent from the previous fiscal year with over $85,000 in service expenditures being handled by Aboriginal firms.

Two employees received the Queen's Golden Jubilee Award through a special presentation ceremony in June, 2003.

Thirteen employees received service awards during 2003-2004.

Funding		
2003-2004 Budget Allocation		$10,147,281
Total Funding		$10,147,281
Expenses, Contributions & Transfers		
Expenses		
Salaries		$4,943,956
Operations & Maintenance		
Inventory Management Services	75,356	
Environment	46,342	
Negotiations (Disposition & Amendment)	57,633	
Agreement Management	45,378	
Compliance	701,619	
Royalty Management	776,421	
Operations Policy & Communications	41,315	
Corporate Management	793,522	
Informatics	173,389	
Direct Operations, Planning	271,215	
Legislative/Regulatory	165,604	
IOGC Board	2,666	
Pilot	121,196	
Other	58,963	
Total Operations & Maintenance		$3,330,619
Contributions & Transfers		
IRC - Partnership	300,000	
- IOGC Board	75,000	
- Other IRC Projects	7,000	
First Nations Oil & Gas Management Initiative	1,224,318	
Contingency (20%) - O&M to Salary Transfer	66,365	
Other Contributions & Transfers	65,650	
Total Contributions & Transfers		$1,738,333
Total Expenses, Contributions & Transfers		$10,012,908
Surplus/Deficit		$134,373

Revenues Collected on Behalf of First Nations	
Royalties	**$190,905,426**
Bonus	**$9,334,773**
Compensation and Rentals	**$10,409,264**
Total Revenues Collected on Behalf of First Nations	**$210,649,463**

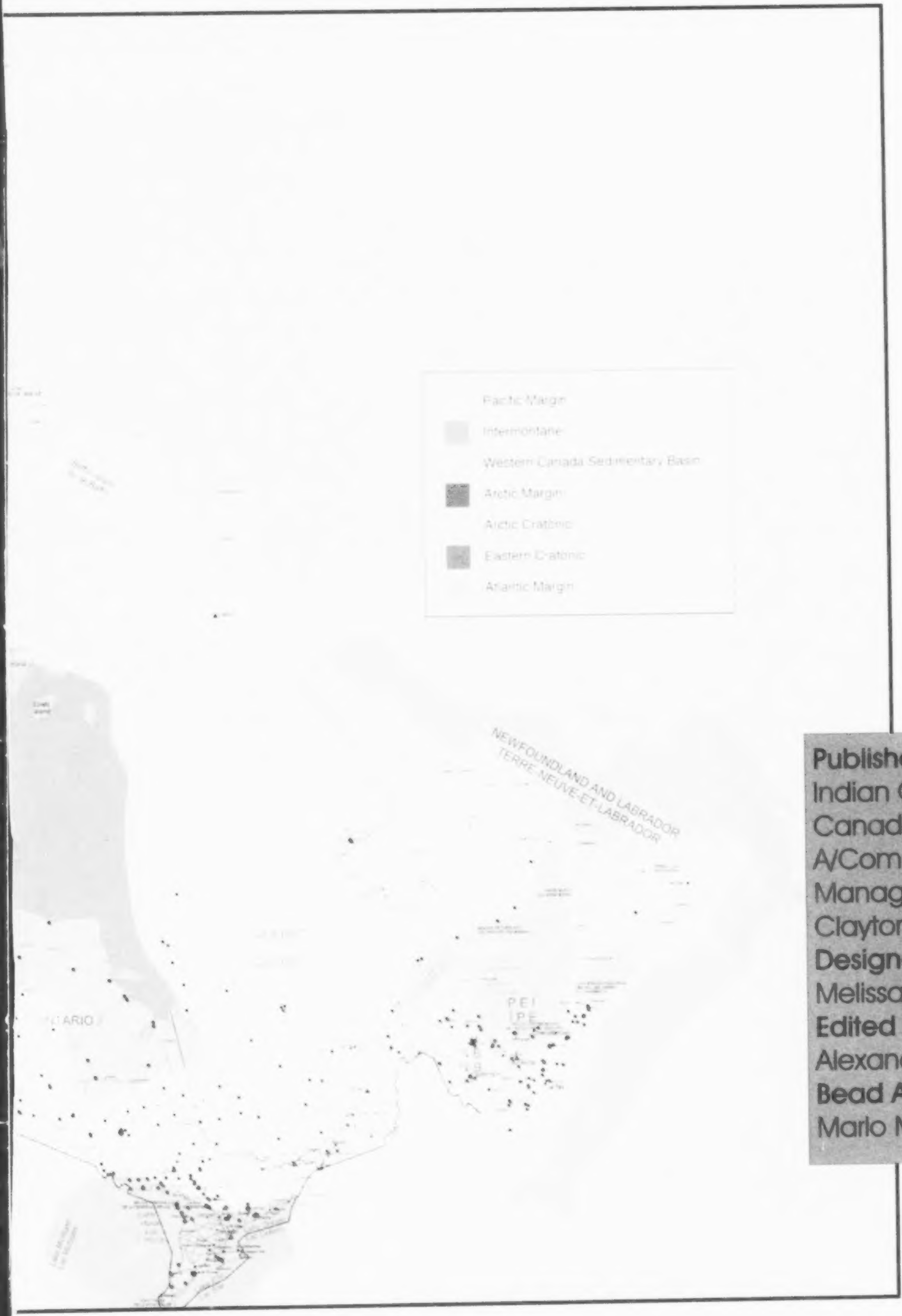

Pacific Margin
Intermontane
Western Canada Sedimentary Basin
Arctic Margin
Arctic Cratonic
Eastern Cratonic
Atlantic Margin
Baffin Island
Île de Baffin
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR
TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR
QUÉBEC
QUEBEC
ONTARIO
P.E.I.
N.B.

IOGCfinancial operations 2003-2004

Funding		
2003-2004 Budget Allocation		$10,147,281
Total Funding		$10,147,281
Expenses, Contributions & Transfers		
Expenses		
Salaries		$4,943,956
Operations & Maintenance		
Inventory Management Services	75,356	
Environment	46,342	
Negotiations (Disposition & Amendment)	57,633	
Agreement Management	45,378	
Compliance	701,619	
Royalty Management	776,421	
Operations Policy & Communications	41,315	
Corporate Management	793,522	
Informatics	173,389	
Direct Operations, Planning	271,215	
Legislative/Regulatory	165,604	
IOGC Board	2,666	
Pilot	121,196	
Other	58,963	
Total Operations & Maintenance		$3,330,619
Contributions & Transfers		
IRC - Partnership	300,000	
- IOGC Board	75,000	
- Other IRC Projects	7,000	
First Nations Oil & Gas Management Initiative	1,224,318	
Contingency (20%) - O&M to Salary Transfer	66,365	
Other Contributions & Transfers	65,650	
Total Contributions & Transfers		$1,738,333
Total Expenses, Contributions & Transfers		$10,012,908
Surplus/Deficit		$134,373

Revenues Collected on Behalf of First Nations

Royalties	$190,905,426
Bonus	$9,334,773
Compensation and Rentals	$10,409,264
Total Revenues Collected on Behalf of First Nations	**$210,649,463**



Published by:
Indian Oil And Gas Canada
A/Communications Manager:
Clayton Blood
Designed by:
Melissa Khalifa
Edited by:
Alexandra Steinke
Bead Artwork by:
Marlo Mill

[illegible]
Tel. [illegible]
Fax (403) [illegible]

Affaires indiennes et du Nord Canada
Indian and Northern Affairs Canada

Pétrole et gaz des Indiens du Canada
Rapport annuel

2003 - 2004

PGIC

RAPPORT ANNUEL

Publié avec l'autorisation du
ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien,
Ottawa, 2004
www.ainc-inac.gc.ca
1 800 567-9604
ATS seulement
1 866 553-0554

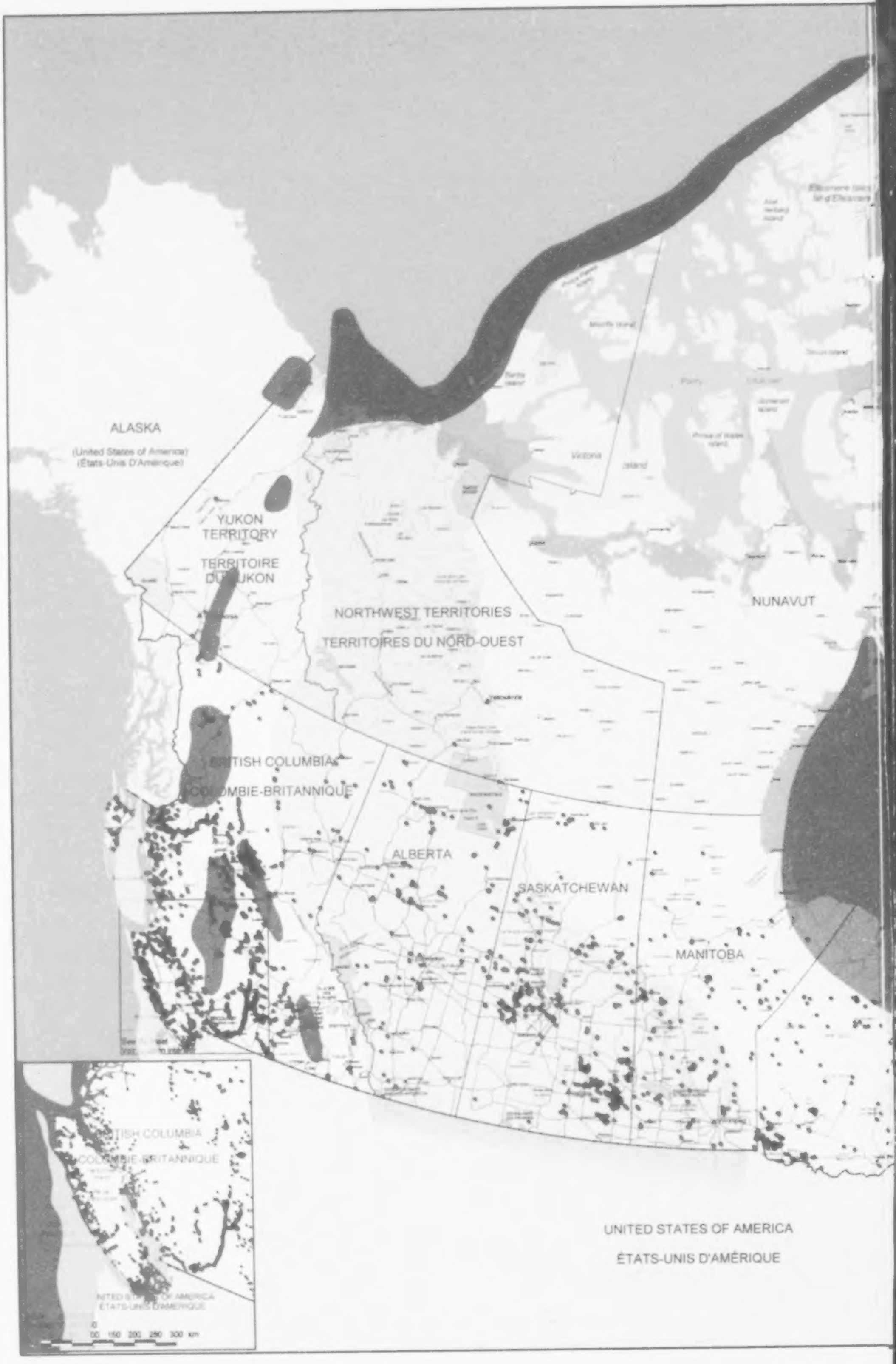
QS-A027-030-FF-A1
Catalogue No. R1-5/2004F
ISBN 0-662-77688-7
ISSN 1706-3434

© Ministre des Travaux publics et des
Services gouvernement aux Canada

This publication is also available in
English under the title:
Indian Oil and Gas Canada
Annual Report 2003-2004

PGIC

RAPPORT ANNUEL



Publié avec l'autorisation du
ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien,
Ottawa, 2004
www.ainc-inac.gc.ca
1 800 567-9604
ATS seulement
1 866 553-0554

QS-A027-030-FF-A1
Catalogue No. R1-5/2004F
ISBN 0-662-77688-7
ISSN 1706-3434

© Ministre des Travaux publics et des
Services gouvernement aux Canada

This publication is also available in
English under the title:
Indian Oil and Gas Canada
Annual Report 2003-2004

pétrole et gaz des indiens du canada

L'exercice 2003-2004 a été une année marquante pour de nombreux membres du personnel de PGIC. Nous avons dit au revoir à de nombreux collègues de longue date et avons accueilli de nombreuses nouvelles personnes au sein de notre organisation. Nous nous sommes attaqués à de nouveaux projets qui se sont révélés complexes et difficiles. Aussi avons-nous dû réaménager nos priorités et repenser notre façon de travailler. Nous devons réfléchir sur nos façons de faire de manière réaliste et critique, et nous devons être souples et adaptables, développer notre esprit d'équipe et changer la manière dont nous présentons notre information.

Un important volume d'activité de PGIC est concerné par l'intérêt des Premières nations et de l'industrie à l'égard des concessions et des projets de forage. On trouvera tous les chiffres concernés par ces activités dans le rapport annuel.

Notre organisation a également entrepris d'établir un régime d'intérêt en conformité avec les dispositions de la Loi sur la gestion des finances publiques concernant les paiements faits en retard. Dans le même temps, le Groupe des Redevances a entrepris un réexamen de ses méthodes de perception et de vérification. Ces projets devraient être terminés au cours de l'exercice 2005-2006. Pétrole et gaz des Indiens du Canada continue de travailler avec le Conseil des ressources des Indiens pour l'établissement d'une proposition de modification à la loi et au règlement.

Il convient également de souligner les progrès réalisés avec les Premières nations concernées par le projet pilote. Les Premières nations Blood, Siksika et White Bear ont presque achevé les activités qui avaient été prévues à l'horizon 2005, année où devrait être adoptée la législation qui autorisera les Premières nations qui le souhaitent à prendre en charge toutes les activités d'administration et de contrôle de leurs propres ressources pétrolières et gazières. Pour notre organisation, ce projet pilote a été une priorité de premier plan. Il est donc particulièrement gratifiant, non seulement pour les Premières nations concernées mais pour nous, d'en voir l'aboutissement final. Nous réfléchissons également sur les moyens par lesquels d'autres Premières nations qui le souhaiteraient puissent rallier le processus à une date ultérieure, et comment elles pourraient se doter de structures de gouvernance assimilées à celles qu'ont développées les Premières nations du projet pilote.

À plusieurs plans, PGIC est une organisation en transition. Mais comme toujours, nous avons à coeur d'aider les Premières nations à exploiter leurs ressources pétrolières et nous sommes prêts à relever les défis que ne manquera pas de nous apporter l'année qui commence.

Bill Currie
A/Directeur executif, PDG

table des matières

1 message du pdg

2 profil de l'organisation

3 conseil de cogestion de pgic

4 conseil des ressources indiennes

5 organigramme du pgic

5 autorisations legales

6 mandat, mission, vision & valueurs

7 projet pilote produit desrésultats à long terme

11 le méthane séquestré dans les veines de charbon

13 l'industrie aide seven lakes oilfield services se developper

15 le négotiations seront la clé de l'exploitation des possibilités pétrolières et gazi res gaspé

opérations

16 division de la haute direction

18 division des terres

22 division de la production

31 division de la planification et des services ministériels

32 opérations financières

profil de l'organisation

"Chief Joseph Big Plume Building"
Tsuu T'ina (Sarcee) Reserve

Le gouvernement fédéral est chargé de toutes les questions qui concernent les Indiens et les terres réservées aux Indiens, conformément à l'article 91(24) de la Loi constitutionnelle de 1867. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien est l'organe chargé de l'exécution des obligations du gouvernement fédéral envers les Autochtones aux termes des traités, de la Loi sur les Indiens et des autres textes de loi concernés. Et la gestion des ressources naturelles situées sur les terres des Indiens, notamment le gaz et le pétrole, est visée par ces obligations.

L'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières et gazières sur les terres de réserve des Premières nations sont des activités réglementés par la Loi sur les Indiens depuis l'année 1916. En 1974, en raison de la forte augmentation des activités pétrolières et gazières sur les terres indiennes, le gouvernement a édicté la Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes, suivie en 1977 par le Règlement sur le pétrole et le gaz des terres indiennes. En 1987 était établi Pétrole et Gaz des Indiens Canada, en remplacement de l'Indian Minerals West, comme organe du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien voué à la gestion de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières des terres indiennes et à la promotion des activités visant à aider les Premières nations à prendre en charge le contrôle de leurs propres ressources. En 1993, Pétrole et gaz des Indiens du Canada était déclarée "organisme de service spécial," pour maximiser sa capacité de répondre aux besoins de l'industrie et des Premières nations.

conseil de cogestion de pgic

Pétrole et gaz des Indiens du Canada est un organisme dirigé par un président directeur général et directeur exécutif, avec l'appui d'un conseil d'administration de neuf membres. Le conseil a été créé en 1996 par la signature d'un protocole d'entente entre le ministre des Affaires indiennes et le Conseil des ressources indiennes (CRI). Le protocole prévoyait la création d'un conseil d'administration chargé d'abord de cogérer les activités de PGIC, de se concentrer sur les intérêts communs comme les questions, politiques, priorités et ressources liées à l'entreprise. Il joue également un rôle important dans l'élaboration de la vision qui doit sous-tendre la gestion de l'exploitation pétrolière et gazière quand les Premières nations en auront l'entière responsabilité. À long terme, en effet, les Premières nations vont assumer la direction et le contrôle de PGIC. Six des neuf membres du conseil sont choisis par le CRI et trois par la Couronne.

Á la fin de l'exercice bugetaire, le conseil de cogestion a été composé des membres suivants:

Chief Ernest Wesley,
Première nation Stoney (coprésident)
M. Warren Johnson,
sous-ministre adjoint, Services fonciers et fiduciaires, ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien (coprésident)
M. Bernard Shepherd,
Première nation de White Bear
Councillor Ben Ground,
Conseiller, Première nation Enoch
Councillor Errnol Gray,
Conseiller, Première nation Aamjiwnaang
Chief Bernie Meneen,
Première nation Tallcree
M. S. Robert Blair,
Président émérite, Nova Corporation
M. Bill Currie,
A/PDG et directeur exécutif, Pétrole et gaz des Indiens du Canada
Mme. Judy Maas,
Association tribale du Traité no 8 (B.C.)

Ernest Wesley

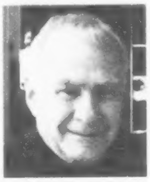
Warren Johnson

Bernard Shepherd

Ben Ground

Errnol Gray

Bernie Meneen



S. Robert Blair

Bill Currie

Judy Maas

table des matières

1

2 profil de l'organisation

3 conseil de cogestion de pgic

4 conseil des ressources indiennes

5 organigramme du pgic

5 autorisations legales

6 mandat, mission, vision & valueurs

7 projet pilote produit desrésultats à long terme

11 le méthane séquestré dans les veines de charbon

14 l'industrie aide seven lakes oilfield services se developper

15 le négotiations seront la clé de

opérations

16 division de la haute direction

18 division des terres

22 division de la production

31 division de la planification et des services ministériels

32 opérations financières

profil de l'organisation

"Chief Joseph Big Plume Building"
Tsuu T'ina (Sarcee) Reserve

Le gouvernement fédéral est chargé de toutes les questions qui concernent les Indiens et les terres réservées aux Indiens, conformément à l'article 91(24) de la Loi constitutionnelle de 1867. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien est l'organe chargé de l'exécution des obligations du gouvernement fédéral envers les Autochtones aux termes des traités, de la Loi sur les Indiens et des autres textes de loi concernés. Et la gestion des ressources naturelles situées sur les terres des Indiens, notamment le gaz et le pétrole, est visée par ces obligations.

L'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières et gazières sur les terres de réserve des Premières nations sont des activités réglementés par la Loi sur les Indiens depuis l'année 1916. En 1974, en raison de la forte augmentation des activités pétrolières et gazières sur les terres indiennes, le gouvernement a édicté la Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes, suivie en 1977 par le Règlement sur le pétrole et le gaz des terres indiennes. En 1987 était établi Pétrole et Gaz des Indiens Canada, en remplacement de l'Indian Minerals West, comme organe du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien voué à la gestion de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières des terres indiennes et à la promotion des activités visant à aider les Premières nations à prendre en charge le contrôle de leurs propres ressources. En 1993, Pétrole et gaz des Indiens du Canada était déclarée "organisme de service spécial," pour maximiser sa capacité de répondre aux besoins de l'industrie et des Premières nations.

conseil de cogestion de pgic

Pétrole et gaz des Indiens du Canada est un organisme dirigé par un président directeur général et directeur exécutif, avec l'appui d'un conseil d'administration de neuf membres. Le conseil a été créé en 1996 par la signature d'un protocole d'entente entre le ministre des Affaires indiennes et le Conseil des ressources indiennes (CRI). Le protocole prévoyait la création d'un conseil d'administration chargé d'abord de cogérer les activités de PGIC, de se concentrer sur les intérêts communs comme les questions, politiques, priorités et ressources liées à l'entreprise. Il joue également un rôle important dans l'élaboration de la vision qui doit sous-tendre la gestion de l'exploitation pétrolière et gazière quand les Premières nations en auront l'entière responsabilité. À long terme, en effet, les Premières nations vont assumer la direction et le contrôle de PGIC. Six des neuf membres du conseil sont choisis par le CRI et trois par la Couronne.

Ernest Wesley

Warren Johnson

Bernard Shepherd

Ben Ground

Errnol Gray

Bernie Meneen

S. Robert Blair

Bill Currie

Judy Maas

À la fin de l'exercice bugetaire, le conseil de cogestion a été composé des membres suivants:

Chief Ernest Wesley,
Première nation Stoney (coprésident)
M. Warren Johnson,
sous-ministre adjoint, Services fonciers et fiduciaires, ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien (coprésident)
M. Bernard Shepherd,
Première nation de White Bear
Councillor Ben Ground,
Conseiller, Première nation Enoch
Councillor Errnol Gray,
Conseiller, Première nation Aamjiwnaang
Chief Bernie Meneen,
Première nation Tallcree
M. S. Robert Blair,
Président émérite, Nova Corporation
M. Bill Currie,
A/PDG et directeur exécutif, Pétrole et gaz des Indiens du Canada
Mme. Judy Maas,
Association tribale du Traité no 8 (B.C.)

Conseil des ressources indiennes du canada

Créé en 1987 à titre d'agence autonome appartenant aux Premières nations et exploitée par elles, le CRI est porte-parole des Premières nations qui possèdent des ressources pétrolières et gazières. Pétrole et gaz des Indiens du Canada a un partenariat positif et productif avec le CRI qu'ils ont établi de concert. Six des neuf membres du conseil d'administration de PGIC, dont le coprésident, sont choisis par le CRI.

Le CRI a pour mandat de servir ses membres, soit:

Soutenir les intérêts et les activités des diverses Premières nations membres dans le domaine de l'énergie, notamment en ce qui touche les débouchés d'emploi

Mettre sur pied et appliquer des programmes d'emploi et de formation

Soutenir les Premières nations dans leurs efforts pour en venir à gérer et à contrôler pleinement leurs ressources pétrolières et gazières

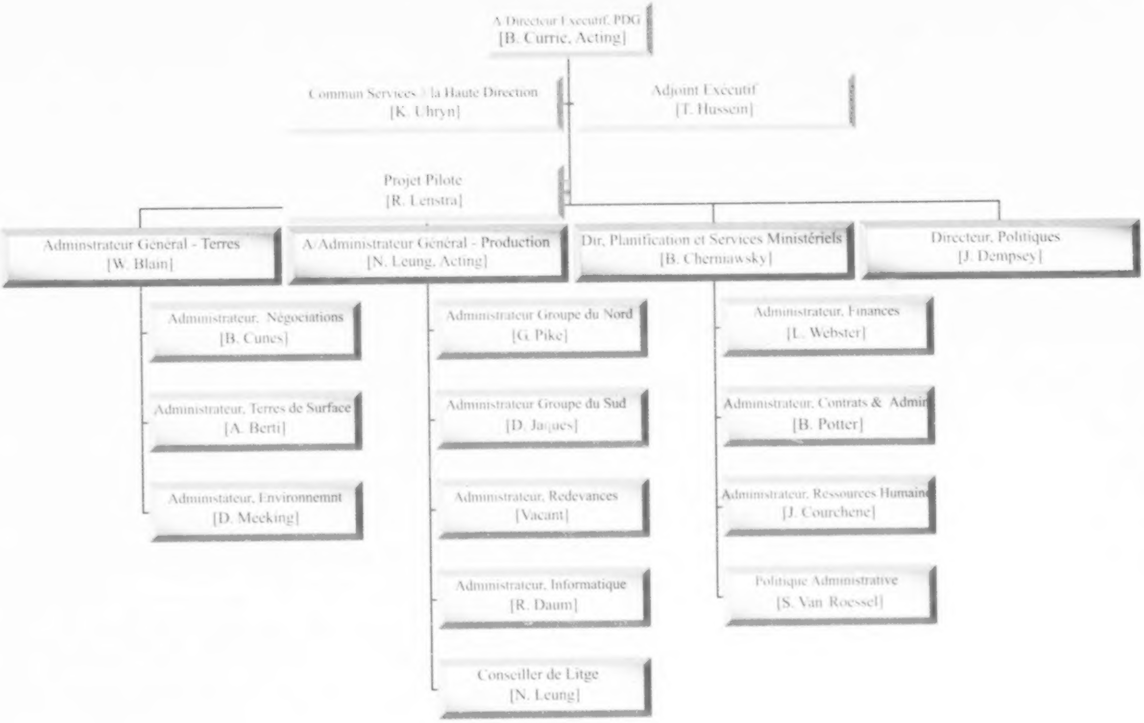
Coordonner la promotion des initiatives avec le gouvernement, l'industrie et d'autres groupes

Le CRI est à la fois catalyseur et conseiller des gouvernements autochtones, des entreprises et des individus qui souhaitent tirer parti des possibilités d'affaires et d'emploi associées à l'exploitation du pétrole et du gaz. L'organisme évalue le potentiel d'initiatives comme l'exploitation hydroélectrique ou la cogénération et l'utilisation du gaz naturel comme intrant de la production d'électricité. La déréglementation de l'industrie de l'énergie en Alberta et les prix élevés du gaz naturel ouvrent aux Premières nations des perspectives intéressantes, puisque nombre d'entre elles ont des puits prometteurs. Au surplus, le CRI encourage des activités à valeur ajoutée en aval de l'industrie pétrolière et gazière, comme les aménagements hydroélectriques.

À cette fin, le CRI participe à l'élaboration et à la mise en œuvre de programmes d'emploi et de formation ainsi qu'à la création d'alliances entre les Premières nations et le secteur pétrolier et gazier. Il appuie en outre les efforts déployés par les Premières nations pour assumer entièrement la gestion et le contrôle de leurs ressources et coordonne la promotion de leurs initiatives auprès du gouvernement, de l'industrie et d'autres groupes.

Le CRI a pour président-directeur général M. Roy Fox (anciennement chef de la Tribu des Blood), responsable devant un conseil d'administration. Le conseil d'administration du CRI se compose de 15 chefs élu des Premières nations du Alberta, la Colombie-Britannique, la Saskatchewan, l'Ontario et la Nouveau-Brunswick. L'actuel président du conseil est M. Ben Ground, de la Première nation d'Enoch. le président élu est Chef Ernest Wesley, de la Première nation de Stoney.

organigramme du pgic



Autorisations Legales

PGIC continue de mener ses activites en conformite avec les dispositions:

de la Loi sur le petrole et le gaz des terres indiennes
du Reglement de 1995 sur le petrole et le gaz des terres indiennes

PGIC applique par ailleurs des lois federales connexes, qui comprennent des dispositions:

de la Loi sur les indiens
d'autres lois pertinentes

Conseil des ressources indiennes du canada

Créé en 1987 à titre d'agence autonome appartenant aux Premières nations et exploitée par elles, le CRI est porte-parole des Premières nations qui possèdent des ressources pétrolières et gazières. Pétrole et gaz des Indiens du Canada a un partenariat positif et productif avec le CRI qu'ils ont établi de concert. Six des neuf membres du conseil d'administration de PGIC, dont le coprésident, sont choisis par le CRI.

Le CRI a pour mandat de servir ses membres, soit:

Soutenir les intérêts et les activités des diverses Premières nations membres dans le domaine de l'énergie, notamment en ce qui touche les débouchés d'emploi

Mettre sur pied et appliquer des programmes d'emploi et de formation

Soutenir les Premières nations dans leurs efforts pour en venir à gérer et à contrôler pleinement leurs ressources pétrolières et gazières

Coordonner la promotion des initiatives avec le gouvernement, l'industrie et d'autres groupes

Le CRI est à la fois catalyseur et conseiller des gouvernements autochtones, des entreprises et des individus qui souhaitent tirer parti des possibilités d'affaires et d'emploi associées à l'exploitation du pétrole et du gaz. L'organisme évalue le potentiel d'initiatives comme l'exploitation hydroélectrique ou la cogénération et l'utilisation du gaz naturel comme intrant de la production d'électricité. La déréglementation de l'industrie de l'énergie en Alberta et les prix élevés du gaz naturel ouvrent aux Premières nations des perspectives intéressantes, puisque nombre d'entre elles ont des puits prometteurs. Au surplus, le CRI encourage des activités à valeur ajoutée en aval de l'industrie pétrolière et gazière, comme les aménagements hydroélectriques.

A cette fin, le CRI participe à l'élaboration et à la mise en œuvre de programmes d'emploi et de formation ainsi qu'à la création d'alliances entre les Premières nations et le secteur pétrolier et gazier. Il appuie en outre les efforts déployés par les Premières nations pour assumer entièrement la gestion et le contrôle de leurs ressources et coordonne la promotion de leurs initiatives auprès du gouvernement, de l'industrie et d'autres groupes.

Le CRI a pour président-directeur général M. Roy Fox (anciennement chef de la Tribu des Blood), responsable devant un conseil d'administration. Le conseil d'administration du CRI se compose de 15 chefs élu des Premières nations du Alberta, la Colombie-Britannique, la Saskatchewan, l'Ontario et la Nouveau-Brunswick. L'actuel président du conseil est M. Ben Ground, de la Première nation d'Enoch, le président élu est Chef Ernest Wesley, de la Première nation de Stoney.

organigramme du iogc

Autorisations Legales

PGIC continue de mener ses activites en conformite avec les dispositions:

de la Loi sur le petrole et le gaz des terres indiennes
du Reglement de 1995 sur le petrole et le gaz des terres indiennes

PGIC applique par ailleurs des lois federales connexes, qui comprennent des dispositions:

de la Loi sur les indiens
d'autres lois pertinentes

pgic: mandat, mission, vision and valeurs

Mandat

Le mandat de PGIC consiste à remplir les obligations fiduciaires et légales de la Couronne liées à la gestion des ressources pétrolières et gazières que recèlent les terres des Premières nations et à mener à bien les initiatives lancées par les Premières nations pour gérer et contrôler leurs ressources pétrolières et gazières.

Mission

Notre mission est de collaborer avec les Premières nations à la gestion de leurs ressources en pétrole et en gaz.

Vision

Développer une culture d'entreprise qui soit innovatrice, proactive et progressive, concourant à l'habilitation et à la responsabilisation des employés

Appliquer les politiques et procédures de manière équitable et cohérente

Faire en sorte de comprendre les cultures, les objectifs et les aspirations des Premières nations

Faire preuve d'ouverture et partager connaissances et information pour promouvoir un processus décisionnel éclairé

Rechercher l'excellence dans la prestation des services

Collaborer avec les Premières nations et promouvoir activement leur objectif d'en venir à exercer la pleine gestion et le plein contrôle (de leurs ressources)

Travailler en partenariat avec le Conseil de cogestion de PGIC afin de proposer des mesures qui permettront aux Premières nations de gérer et de contrôler pleinement leurs ressources

Valeurs

Intégrité

Je serai honnête

Ma conduite sera irréprochable

Je serai consciencieux et sincère

Respect

Je serai attentionné, empathique et ouvert d'esprit

Je respecterai l'opinion des autres et, dans ce dessein, pratiquerai une écoute active

J'apprécierai la diversité

Leadership partagé/travail d'équipe

Nous formerons une équipe forte et unie

Je solliciterai l'opinion de mes partenaires, de façon à travailler avec eux à la réalisation d'un objectif commun

Attitude positive

J'envisagerai les changements et les défis avec optimisme

J'entamerai chaque jour de travail dans un état d'esprit favorable

Je participerai d'une manière positive

Un projet pilote produit des résultats à long terme

par Raymond Lawrence

Dès le printemps 2005, trois Premières nations qui participent à un long projet pilote pourraient enfin atteindre un but visé depuis longtemps – la gestion complète des ressources pétrolières et gazières de leurs réserves. Pour les Nations Blood, Siksika, et White Bear, dix ans d'efforts concertés conduiront à la création d'un nouveau régime de gestion, régime qu'elles ont conçu spécifiquement pour elles-mêmes mais aussi dans l'idée qu'il pourrait être utile à toutes les Premières nations qui ont des ressources pétrolières et gazières. Le projet pilote, mené avec la participation intégrale de Pétrole et gaz des Indiens du Canada (PGIC), a essentiellement pour effet de créer un modèle dont les autres Premières nations pourront s'inspirer si elles le désirent. Ce modèle comporte entre autres choses une nouvelle loi à adhésion facultative permettant la création d'un régime légal spécifique si une Première nation souhaite assumer la responsabilité complète de la gestion de ses ressources pétrolières.

"Les cours étaient utiles parce qu'ils étaient adaptés à nos besoins, et ils étaient bien structurés..."

David Shade

En 2005, si tout se déroule comme prévu, trois participants au projet pilote entreront dans une ère nouvelle de gestion des ressources. Ce n'est pas rien. Lorsque la loi facultative sera approuvée par décret, les membres des Premières nations participantes auront la possibilité de se placer dans le champ d'application de cette loi, ce qui leur donnerait le pouvoir légal d'assumer la responsabilité de tous les travaux préalablement exécutés par PGIC. La loi a été conçue pour procurer le plus d'avantages possible aux Premières nations. Dans le passé, s'il est vrai que les Premières nations participantes touchaient des redevances, elles avaient l'impression de ne pas bénéficier suffisamment des possibilités de valeur ajoutée, notamment en matière d'emploi, de marchés et d'autres retombées. La loi proposée permet aux Premières nations d'exercer un plus grand contrôle de leurs propres affaires; cependant, une bonne partie de la réussite du projet pilote dépend de la profondeur et de la portée du renforcement de la capacité qu'elle envisage.

Renforcement de la capacité

La capacité a été renforcée principalement sur trois fronts : formation théorique, application pratique de la matière apprise en classe, et jumelage professionnel avec des mentors de PGIC. Le résultat, c'est que chacune des Premières nations a maintenant les compétences et l'expérience nécessaires pour exercer les fonctions quotidiennes de gestion de ressources. Les principes régissant la réglementation et les opérations leur sont maintenant familiers. Le processus a été divisé en deux étapes, cogestion et cogestion renforcée, durant lesquelles les participants ont assumé progressivement des responsabilités de plus en plus lourdes. Les Premières nations participantes ont travaillé avec Pétrole et gaz des Indiens du Canada et avec le Southern Alberta Institute of Technology (SAIT) à l'élaboration d'un programme de formation visant à aider les membres des Premières nations à comprendre le régime de gestion provincial et les règles régissant les activités et fonctions que les Premières nations devaient être appelées à assumer. "Les cours étaient utiles parce qu'ils étaient adaptés à nos besoins, et ils étaient bien structurés parce qu'on apprenait en classe pendant deux semaines, et puis on retournait au bureau faire le travail en question, si bien que ce qu'on apprenait était immédiatement applicable," déclare David Shade, gérant principal de Kainaiwa Resources

continué à la page 8

IOGC mandat, mission, vision and valeurs

Mandat

Le mandat de PGIC consiste à remplir les obligations fiduciaires et légales de la Couronne liées à la gestion des ressources pétrolières et gazières que recèlent les terres des Premières nations et à mener à bien les initiatives lancées par les Premières nations pour gérer et contrôler leurs ressources pétrolières et gazières.

Mission

Notre mission est de collaborer avec les Premières nations à la gestion de leurs ressources en pétrole et en gaz.

Vision

Développer une culture d'entreprise qui soit innovatrice, proactive et progressive, concourant à l'habilitation et à la responsabilisation des employés
Appliquer les politiques et procédures de manière équitable et cohérente
Faire en sorte de comprendre les cultures, les objectifs et les aspirations des Premières nations
Faire preuve d'ouverture et partager connaissances et information pour promouvoir un processus décisionnel éclairé
Rechercher l'excellence dans la prestation des services
Collaborer avec les Premières nations et promouvoir activement leur objectif d'en venir à exercer la pleine gestion et le plein contrôle (de leurs ressources)
Travailler en partenariat avec le Conseil de cogestion de PGIC afin de proposer des mesures qui permettront aux Premières nations de gérer et de contrôler pleinement leurs ressources

Valeurs

Intégrité

Je serai honnête
Ma conduite sera irréprochable
Je serai consciencieux et sincère

Respect

Je serai attentionné, empathique et ouvert d'esprit
Je respecterai l'opinion des autres et, dans ce dessein, pratiquerai une écoute active
J'apprécierai la diversité

Leadership partagé/travail d'équipe

Nous formerons une équipe forte et unie
Je solliciterai l'opinion de mes partenaires, de façon à travailler avec eux à la réalisation d'un objectif commun

Attitude positive

J'envisagerai les changements et les défis avec optimisme
J'entamerai chaque jour de travail dans un état d'esprit favorable
Je participerai d'une manière positive

un projet pilote produit des résultats à long terme

par Raymond Lawrence

Dès le printemps 2005, trois Premières nations qui participent à un long projet pilote pourraient enfin atteindre un but visé depuis longtemps – la gestion complète des ressources pétrolières et gazières de leurs réserves. Pour les Nations Blood, Siksika, et White Bear, dix ans d'efforts concertés conduiront à la création d'un nouveau régime de gestion, régime qu'elles ont conçu spécifiquement pour elles-mêmes mais aussi dans l'idée qu'il pourrait être utile à toutes les Premières nations qui ont des ressources pétrolières et gazières. Le projet pilote, mené avec la participation intégrale de Pétrole et gaz des Indiens du Canada (PGIC), a essentiellement pour effet de créer un modèle dont les autres Premières nations pourront s'inspirer si elles le désirent. Ce modèle comporte entre autres choses une nouvelle loi à adhésion facultative permettant la création d'un régime légal spécifique si une Première nation souhaite assumer la responsabilité complète de la gestion de ses ressources pétrolières.

"Les cours étaient utiles parce qu'ils étaient adaptés à nos besoins, et ils étaient bien structurés..."

David Shade

En 2005, si tout se déroule comme prévu, trois participants au projet pilote entreront dans une ère nouvelle de gestion des ressources. Ce n'est pas rien. Lorsque la loi facultative sera approuvée par décret, les membres des Premières nations participantes auront la possibilité de se placer dans le champ d'application de cette loi, ce qui leur donnerait le pouvoir légal d'assumer la responsabilité de tous les travaux préalablement exécutés par PGIC. La loi a été conçue pour procurer le plus d'avantages possible aux Premières nations. Dans le passé, s'il est vrai que les Premières nations participantes touchaient des redevances, elles avaient l'impression de ne pas bénéficier suffisamment des possibilités de valeur ajoutée, notamment en matière d'emploi, de marchés et d'autres retombées. La loi proposée permet aux Premières nations d'exercer un plus grand contrôle de leurs propres affaires; cependant, une bonne partie de la réussite du projet pilote dépend de la profondeur et de la portée du renforcement de la capacité qu'elle envisage.

Renforcement de la capacité

La capacité a été renforcée principalement sur trois fronts : formation théorique, application pratique de la matière apprise en classe, et jumelage professionnel avec des mentors de PGIC. Le résultat, c'est que chacune des Premières nations a maintenant les compétences et l'expérience nécessaires pour exercer les fonctions quotidiennes de gestion de ressources. Les principes régissant la réglementation et les opérations leur sont maintenant familiers. Le processus a été divisé en deux étapes, cogestion et cogestion renforcée, durant lesquelles les participants ont assumé progressivement des responsabilités de plus en plus lourdes. Les Premières nations participantes ont travaillé avec Pétrole et gaz des Indiens du Canada et avec le Southern Alberta Institute of Technology (SAIT) à l'élaboration d'un programme de formation visant à aider les membres des Premières nations à comprendre le régime de gestion provincial et les règles régissant les activités et fonctions que les Premières nations devaient être appelées à assumer. "Les cours étaient utiles parce qu'ils étaient adaptés à nos besoins, et ils étaient bien structurés parce qu'on apprenait en classe pendant deux semaines, et puis on retournait au bureau faire le travail en question, si bien que ce qu'on apprenait était immédiatement applicable," déclare David Shade, gérant principal de Kainaiwa Resources

continué à la page 8

IOGCmandat, mission, vision and valeurs

Mandat

Le mandat de PGIC consiste à remplir les obligations fiduciaires et légales de la Couronne liées à la gestion des ressources pétrolières et gazières que recèlent les terres des Premières nations et à mener à bien les initiatives lancées par les Premières nations pour gérer et contrôler leurs ressources pétrolières et gazières.

Mission

Notre mission est de collaborer avec les Premières nations à la gestion de leurs ressources en pétrole et en gaz.

Vision

Développer une culture d'entreprise qui soit innovatrice, proactive et progressive, concourant à l'habilitation et à la responsabilisation des employés

Appliquer les politiques et procédures de manière équitable et cohérente

Faire en sorte de comprendre les cultures, les objectifs et les aspirations des Premières nations

Faire preuve d'ouverture et partager connaissances et information pour promouvoir un processus décisionnel éclairé

Rechercher l'excellence dans la prestation des services

Collaborer avec les Premières nations et promouvoir activement leur objectif d'en venir à exercer la pleine gestion et le plein contrôle (de leurs ressources)

Travailler en partenariat avec le Conseil de cogestion de PGIC afin de proposer des mesures qui permettront aux Premières nations de gérer et de contrôler pleinement leurs ressources

Valeurs

Intégrité

Je serai honnête

Ma conduite sera irréprochable

Je serai consciencieux et sincère

Respect

Je serai attentionné, empathique et ouvert d'esprit

Je respecterai l'opinion des autres et, dans ce dessein, pratiquerai une écoute active

J'apprécierai la diversité

Leadership partagé/travail d'équipe

Nous formerons une équipe forte et unie

Je solliciterai l'opinion de mes partenaires, de façon à travailler avec eux à la réalisation d'un objectif commun

Attitude positive

J'envisagerai les changements et les défis avec optimisme

J'entamerai chaque jour de travail dans un état d'esprit favorable

Je participerai d'une manière positive

un projet pilote produit des résultats à long terme

par Raymond Lawrence

Dès le printemps 2005, trois Premières nations qui participent à un long projet pilote pourraient enfin atteindre un but visé depuis longtemps – la gestion complète des ressources pétrolières et gazières de leurs réserves. Pour les Nations Blood, Siksika, et White Bear, dix ans d'efforts concertés conduiront à la création d'un nouveau régime de gestion, régime qu'elles ont conçu spécifiquement pour elles-mêmes mais aussi dans l'idée qu'il pourrait être utile à toutes les Premières nations qui ont des ressources pétrolières et gazières. Le projet pilote, mené avec la participation intégrale de Pétrole et gaz des Indiens du Canada (PGIC), a essentiellement pour effet de créer un modèle dont les autres Premières nations pourront s'inspirer si elles le désirent. Ce modèle comporte entre autres choses une nouvelle loi à adhésion facultative permettant la création d'un régime légal spécifique si une Première nation souhaite assumer la responsabilité complète de la gestion de ses ressources pétrolières.

"Les cours étaient utiles parce qu'ils étaient adaptés à nos besoins, et ils étaient bien structurés..."

David Shade

En 2005, si tout se déroule comme prévu, trois participants au projet pilote entreront dans une ère nouvelle de gestion des ressources. Ce n'est pas rien. Lorsque la loi facultative sera approuvée par décret, les membres des Premières nations participantes auront la possibilité de se placer dans le champ d'application de cette loi, ce qui leur donnerait le pouvoir légal d'assumer la responsabilité de tous les travaux préalablement exécutés par PGIC. La loi a été conçue pour procurer le plus d'avantages possible aux Premières nations. Dans le passé, s'il est vrai que les Premières nations participantes touchaient des redevances, elles avaient l'impression de ne pas bénéficier suffisamment des possibilités de valeur ajoutée, notamment en matière d'emploi, de marchés et d'autres retombées. La loi proposée permet aux Premières nations d'exercer un plus grand contrôle de leurs propres affaires; cependant, une bonne partie de la réussite du projet pilote dépend de la profondeur et de la portée du renforcement de la capacité qu'elle envisage.

Renforcement de la capacité

La capacité a été renforcée principalement sur trois fronts : formation théorique, application pratique de la matière apprise en classe, et jumelage professionnel avec des mentors de PGIC. Le résultat, c'est que chacune des Premières nations a maintenant les compétences et l'expérience nécessaires pour exercer les fonctions quotidiennes de gestion de ressources. Les principes régissant la réglementation et les opérations leur sont maintenant familiers. Le processus a été divisé en deux étapes, cogestion et cogestion renforcée, durant lesquelles les participants ont assumé progressivement des responsabilités de plus en plus lourdes. Les Premières nations participantes ont travaillé avec Pétrole et gaz des Indiens du Canada et avec le Southern Alberta Institute of Technology (SAIT) à l'élaboration d'un programme de formation visant à aider les membres des Premières nations à comprendre le régime de gestion provincial et les règles régissant les activités et fonctions que les Premières nations devaient être appelées à assumer. "Les cours étaient utiles parce qu'ils étaient adaptés à nos besoins, et ils étaient bien structurés parce qu'on apprenait en classe pendant deux semaines, et puis on retournait au bureau faire le travail en question, si bien que ce qu'on apprenait était immédiatement applicable," déclare David Shade, gérant principal de Kainaiwa Resources.

continué à la page 8

Il s'est joint au projet dès le début en tant que stagiaire de la nation Blood. "Ça passera ou ça cassera, parce que si on ne peut pas faire le travail, ça ne sert à rien de s'engager. D'où le besoin de renforcer la capacité."

"La première étape du renforcement de la capacité consiste à acquérir l'idée d'ensemble et le jargon, et lorsque c'est fait, le renforcement de la

> "Nous ne disposons pas de ressources infinies, mais la nouvelle loi va nous permettre d'élever nos compagnies de bande..."
>
> **Emil Owl Child**

capacité devient beaucoup plus facile," déclare Bruce Standing-ready, gestionnaire du projet pilote pour la Première nation White Bear. "Il en est de même de la réglementation : il faut avoir saisi le tableau d'ensemble pour la comprendre. Ça a été utile en fin finale, parce que ça permet de comprendre pourquoi ils veulent que les choses se passent d'une certaine manière plutôt que d'une autre."

Construire un nouveau régime

Le nouveau régime de gestion des ressources ne s'est pas fait tout seul. Il est le produit d'une réflexion à long terme et de beaucoup de travail minutieux. C'est pourquoi, lorsque chaque collectivité autochtone aura approuvé par referendum le régime visé par la loi facultative, les trois Premières nations parties au projet pilote pourront entrer avec confiance dans une ère nouvelle.

La loi proposée est facultative, mais à l'avenir, si d'autres Premières nations veulent exercer un plus grand contrôle de leur activité pétrolière et gazière, elles auront un modèle à suivre. "Ça permettra de créer un régime juridique dont elles pourront s'inspirer pour renforcer leurs capacités au cours des années futures," soutient Emil Owl Child, gestionnaire des Terres de surface pour la nation Siksika. "Certains éléments du régime permettront aux Premières nations d'accéder plus facilement aux sommes conservées pour elles en fiducie. Si elles le souhaitent, elles pourront les déposer en banque ou en fiducie pour obtenir le capital de démarrage nécessaire pour soutenir des entreprises à long terme et réduire le taux de chômage sur leurs terres."

"Dans le passé, il n'y avait pas de retombées viables," estime Owl Child. "On peut espérer que l'instrument législatif que nous sommes en train de créer permettra aux Premières nations de contrôler leurs actifs et d'agir sur leurs terres sur un pied d'égalité, parce que pour l'instant, c'est plutôt déséquilibré. Les compagnies arrivent avec ce dont elles ont besoin et ne se soucient pas de savoir si la tribu peut leur procurer les approvisionnements et les services qui leur sont nécessaires." Récemment, observe-t-il, l'industrie s'est montrée plus attentive aux besoins des Premières nations à cet égard. À l'avenir, les Premières nations qui décident de se soumettre à l'application de la loi pourront gérer tous les aspects de leurs activités pétrolières et gazières.

> "Si les autres Premières nations commencent d'abord par le projet pilote et apprennent ce qu'il a à leur enseigner et voient les avantages dont une Première nation peut bénéficier,..."
>
> **Bruce Standingready**

La valeur ajoutée

Mues en partie par la volonté de ne plus rater d'occasions, les Premières nations participant au projet pilote veulent être certaines qu'à l'avenir, elles pourront davantage tirer profit des activités de l'industrie pétrolière et gazière.

Certains aspects de l'industrie qui produisent de la valeur ajoutée n'ont jamais été intégrés dans la loi et, par voie de conséquence, dans le tissu du régime de gestion des ressources existant. Mais pour que les possibilités offertes par l'industrie soient pleinement

exploitées, ces aspects ont été intégrés dans la nouvelle loi et dans le régime de gestion connexe.

Les efforts ayant été concentrés sur l'élaboration d'un régime nouveau et plus efficace et sur le transfert des connaissances aux Premières nations, les participants au projet pilote estiment qu'ils occupent maintenant une position plus stratégique dans le secteur commercial concerné.

"Nous nous attendons non seulement à avoir des recettes mais encore à bénéficier des connaissances, des capacités, des occasions et de la prospérité qui vont de pair avec la ressource," ajoute Owl Child. "Des Premières nations se sont donc regroupées et ont entrepris de convaincre le gouvernement fédéral de changer sa réglementation pour qu'elles puissent jouer un rôle dans la gestion générale, ce que les règles existantes les empêchent de faire."

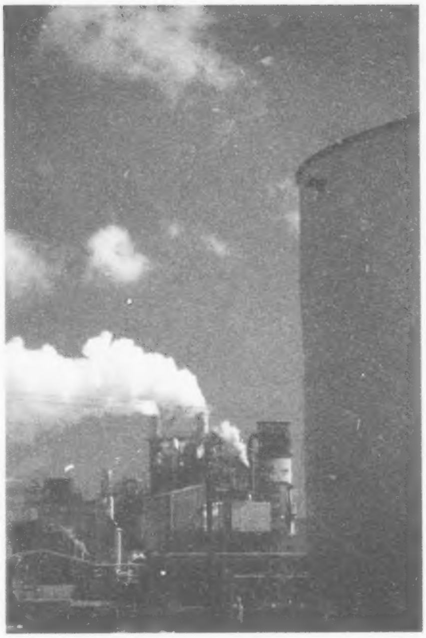
"Les Premières nations ont convenu de leurs intérêts communs et elles en sont arrivées au point où elles se sont rendu compte qu'il fallait un changement sur le terrain et elle se sont senties assez sures d'elles-mêmes pour échanger des idées," dit-il. "Elles voulaient quelque chose d'assez général pour répondre à une bonne partie des besoins communs des Premières nations du pays et pour être utilisé par elles si elles le désirent."

"Nous ne disposons pas de ressources infinies, mais la nouvelle loi va nous permettre d'élever nos compagnies de bande à un niveau qui leur permettra de faire concurrence sur un pied d'égalité et de devenir prospères," ajoute Owl Child. "Cela donnera à beaucoup de nos gens la chance d'orienter leurs carrières vers les secteurs qui deviendront alors accessibles mais il sera toujours nécessaire de réglementer."

Freins et contrepoids

L'un des éléments clés du nouveau régime de gestion est le système de freins et contrepoids qui le sous-tend. Ces freins et contrepoids garantissent la solidité des fondements de l'action des Premières nations.

Des évaluations internes et externes ont été faites pendant toute la durée du projet pilote. "Dans le pilote, il est tenu compte de tout. Même quand vous faites le traitement des redevances, chaque sou est comptabilisé, non seulement pour la Première nation mais encore pour les compagnies qui versent les redevances," déclare M. Standingready. "Je pense que le système de comptabilisation intégré dans le projet pilote est très bon pour une Première nation.



"Certains éléments du régime permettront aux Premières nations d'accéder plus facilement aux sommes conservées pour elles en fiducie..."

Emil Owl Child

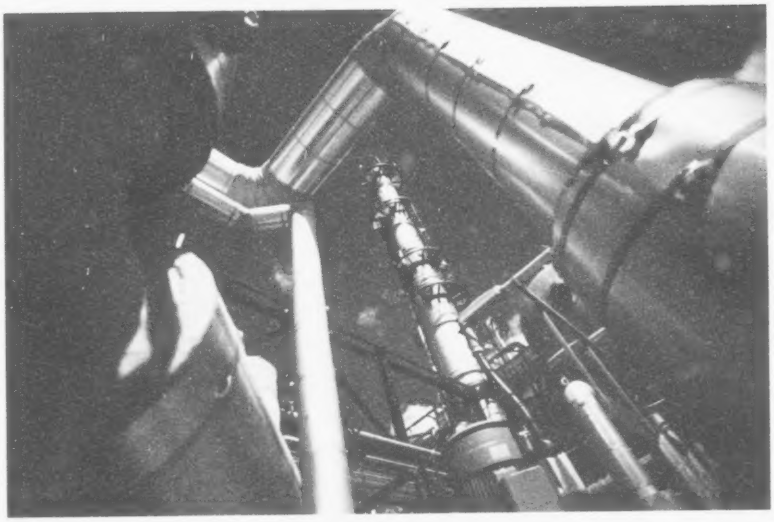
Le degré de professionnalisme renforce un peu critères et en plus, à la fin, il faudra également rendre compte pour l'environnement."

Pour que le projet passe à la dernière étape, il faut que ces évaluations soient faites et qu'elles soient positives. "C'est un exercice intéressant et on peut se demander pourquoi on ne fait pas des évaluations de ce genre plus souvent," déclare M. Standingready. "C'est ce que nous ferons après le projet pilote mais disons que si notre Première nation faisait passer tous ses programmes par le processus d'évaluation utilisé dans le projet pilote, on verrait clairement à la fin ce qui marche le mieux pour la bande."

Dans le projet pilote, les Premières nations sont évaluées à l'interne par PGIC, et puis encore une fois à l'externe. "Dans ce cas quelqu'un d'objectif vient pour vous évaluer et évaluer PGIC ce qui élève encore la norme, qui n'est pas hors de portée mais à un niveau où les Premières nations, à mon avis, devraient déjà se trouver,"affirme M. Standingready

"Les Premières nations qui occupent une grande surface ou qui ont une grosse production, si elles se lancent dans le projet pilote avant que l'exploitation pétrolière et gazière démarre dans leurs réserves, je crois qu'elles en bénéficieront grandement. Si les autres Premières nations commencent d'abord par le projet

continué à la page10



pilote et apprennent ce qu'il a à leur enseigner et voient les avantages dont une Première nation peut bénéficier, ça leur sera très utile," pense M. Standingready.

Il constate également que le bureau du projet pilote à White Bear a été en mesure d'offrir des orientations et de l'aide dans d'autres secteurs d'activité commerciale de la Première nation. " L'information que ce bureau recueille pour le reste de la réserve en dehors de son domaine principal est tout simplement incroyable. Nous touchons à tout, y compris les routes, les terres et les questions environnementales entourant la construction, et toutes les sources de revenu de la collectivité."

Créer les occasions

Si les Premières nations participantes s'attendaient à voir les occasions se multiplier à la fin du projet pilote, elles n'ont pas été déçues : les occasions se présentent déjà.

"C'est une industrie dynamique, novatrice et vibrante," dit Owl Child. "C'est passionnant et, oui, il y a des défis à relever, mais nos gens n'ont pas peur des défis."

"Ce que nous voulions éviter, c'est une situation dans laquelle nous sommes dépendants de compagnies de l'extérieur qui viennent et nous offrent une assiette de recettes sur la base de ce qu'elles font," dit-il. "Il n'y avait pas d'effort concerté pour transférer les connaissances de l'industrie à nos membres et pour favoriser les possibilités de retombées pour les tribus. Les règles ne donnaient pas un mandat clair au gouvernement fédéral, en tant que gestionnaire de cet actif, d'agir en ce sens." Il est déjà évident que le projet ouvre des possibilités de carrières. Comme on s'y attendait, il a fallu recruter dans les domaines de l'environnement et de l'administration. "Mais on a également besoin de gens pour la construction des immobilisations et pour les nouveaux projets de logement ainsi que les projets de conduite d'eau," dit M. Standingready. "Les gens de l'environnement ont beaucoup à faire et les gens de la comptabilité aussi, si bien que les retombées sont évidentes." M. Standingready estime que la fierté qui va de pair avec la prise en main de leurs ressources par les Premières nations grâce au projet pilote est un des principaux bienfaits jusqu'à présent. "Notre chef et notre conseil nous ont donné le mandat d'accroître les recettes, de développer l'emploi et de multiplier les occasions de marchés pour nos membres tout en veillant à ce que les zones sensibles sur le plan culturel et archéologique soient respectées," dit M. Shade. "En même temps, nous devons faire en sorte que les normes environnementales les plus sévères soient observées."

> "Je pense que le système de comptabilisation intégré dans le projet pilote est très bon pour une Première nation."
> **Bruce Standingready**

Le défi est de taille mais les résultats sont rien de moins qu'exceptionnels. "Avant le projet pilote nous avions cinq puits en exploitation et nos recettes étaient loin d'atteindre le million de dollars. Aujourd'hui, nos recettes s'élèvent à près de 7 millions de dollars, nous avons plus de 100 puits en exploitation et l'emploi est passé d'une douzaine de postes à 395 en 2003-2004," ajoute-il. "C'est le résultat de notre effort pour inciter les compagnies à venir pour explorer. Avant de passer à l'étape de la cogestion renforcée, nous n'intervenions pas autant qu'aujourd'hui." "Notre réussite se mesure également aux recettes, emplois et possibilités créés pour nos jeunes, et à la participation de nos aînés, qui sont conduits dans les zones où doivent avoir lieu des études sismiques, au cas où elles auraient une valeur culturelle ou archéologique," conclut M. Shade.

Le méthane séquestré dans les veines de charbon : une ressource prometteuse dans l'ouest canadien

par Raymond Lawrence

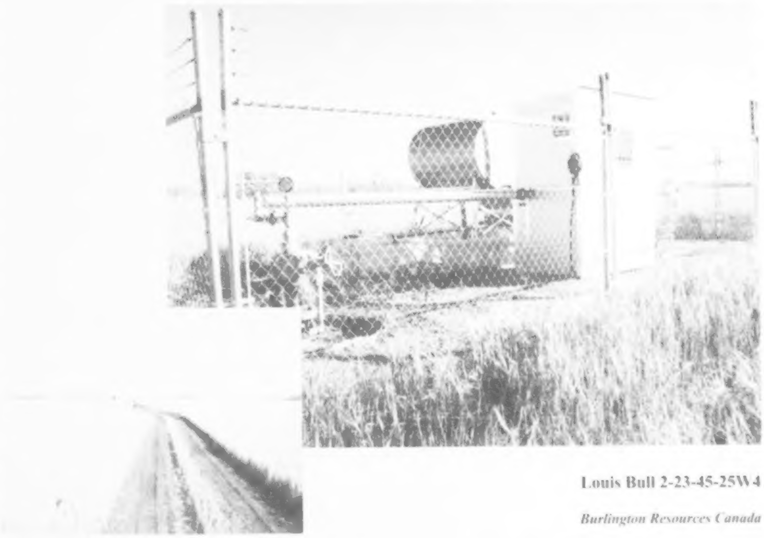
Le méthane séquestré dans les veines de charbon est la dernière trouvaille de l'industrie pétrolière et gazière en Alberta. Il a attiré l'attention de certains des principaux intervenants et fait se plus en plus parler de lui.

Quelques activités de prospection du méthane séquestré dans les veines de charbon ont eu lieu dans les réserves des Premières nations. Cependant, ce produit reste périphérique et enveloppé d'une relative incertitude.

Le méthane séquestré dans les veines de charbon est un gaz naturel non corrosif semblable au combustible qui, à l'heure actuelle, alimente les usines hydroélectriques de Californie et chauffe les foyers du Canada. Le méthane séquestré dans les veines de charbon ne contient pas le sulfure d'hydrogène dont est mélangé le gaz naturel corrosif.

En fait, le méthane séquestré dans les veines de charbon, tel qu'il se présente à l'état naturel, ne nécessite parfois qu'un traitement minimal et peut être directement transporté par pipeline. C'est un avantage, mais il y a aussi quelques inconvénients.

Pour commencer, l'extraction du méthane séquestré dans les veines de charbon exige parfois une plus grande concentration de puits que le pétrole ou le gaz naturel extrait des réservoirs conventionnels. On estime que pour extraire efficacement le gaz naturel du charbon, une plus grande densité de puits serait sans doute nécessaire : peut-être de 2 à 8 puits par mile carré. Or, l'exploitation intensive à long terme a tendance à exacerber certaines des questions qui entourent l'aménagement du territoire. Pour les agriculteurs, les propriétaires fonciers et les personnes qui portent un regard plus traditionnel sur l'utilisation des terres, cela signifie qu'il faut composer avec un plus grand nombre de puits et éventuellement renoncer à des terres arables.



Louis Bull 2-23-45-25W4

Burlington Resources Canada

Contrairement au pétrole, le gaz naturel, dont le méthane séquestré dans les veines de charbon, n'est pas pompé vers la surface. Les micro-pores présents dans les dépôts de charbon constituent un réseau lâche de conduits et de réservoirs qui permettent au gaz de se déplacer sans entrave lorsqu'un puits a été foré et que la pression est libérée. Ces micro-pores sont la clé de l'extraction du méthane séquestré dans les veines de charbon. Lorsque l'on fore un puits dans un dépôt de charbon et que la pression est libérée, le méthane séquestré s'échappe de la même manière que le gaz enfermé dans une bouteille de boisson pétillante lorsqu'elle est décapsulée.

L'évolution de la technologie et le prix attrayant du gaz sont les deux facteurs susceptibles de contribuer à l'essor de la production du méthane séquestré dans les veines de charbon. Une partie du travail d'exploration a déjà été accomplie. Les gisements de charbon ont été repérés dans le passé par les compagnies qui foraient des puits de pétrole et de gaz naturel et les documents situant ces dépôts sont facilement disponibles.

La différence entre les réserves de méthane séquestré dans les veines de charbon des États-Unis et de l'Alberta est qu'en Alberta, les gisements de charbon dont provient la plus grande partie du méthane séquestré n'ont pas produit de quantités importantes d'eau. Cela signifie que le gaz s'échappe sans que l'on ait besoin de pomper de grandes quantités d'eau vers la surface. En Alberta, lorsqu'il faut pomper de l'eau vers la surface pour accéder au méthane séquestré dans les veines de charbon, il faut ensuite la pomper de nouveau vers le sous-sol ou la transporter en un lieu précis jugé adéquat.

On peut raisonnablement supposer que la demande de méthane séquestré dans les veines de charbon augmentera avec le temps, au fur et à mesure que les autres ressources s'épuiseront et que la technologie rendra plus faciles les forages nécessaires. Il s'agit toujours d'une possibilité en développement, mais le fait que les zones concernées s'étendent sur la plus grande partie de l'Alberta et qu'une bonne partie des renseignements voulus ont déjà été

continué à la page 12

le méthane séquestré dans les veines de charbon - une ressource prometteuse dans l'ouest canadien

par Raymond Lawrence

Le méthane séquestré dans les veines de charbon est la dernière trouvaille de l'industrie pétrolière et gazière en Alberta. Il a attiré l'attention de certains des principaux intervenants et fait se plus en plus parler de lui.

Quelques activités de prospection du méthane séquestré dans les veines de charbon ont eu lieu dans les réserves des Premières nations. Cependant, ce produit reste périphérique et enveloppé d'une relative incertitude.

Le méthane séquestré dans les veines de charbon est un gaz naturel non corrosif semblable au combustible qui, à l'heure actuelle, alimente les usines hydroélectriques de Californie et chauffe les foyers du Canada. Le méthane séquestré dans les veines de charbon ne contient pas le sulfure d'hydrogène dont est mélangé le gaz naturel corrosif.

En fait, le méthane séquestré dans les veines de charbon, tel qu'il se présente à l'état naturel, ne nécessite parfois qu'un traitement minimal et peut être directement transporté par pipeline. C'est un avantage, mais il y a aussi quelques inconvénients.

Pour commencer, l'extraction du méthane séquestré dans les veines de charbon exige parfois une plus grande concentration de puits que le pétrole ou le gaz naturel extrait des réservoirs conventionnels. On estime que pour extraire efficacement le gaz naturel du charbon, une plus grande densité de puits serait sans doute nécessaire ; peut-être de 2 à 8 puits par mile carré. Or, l'exploitation intensive à long terme a tendance à exacerber certaines des questions qui entourent l'aménagement du territoire. Pour les agriculteurs, les propriétaires fonciers et les personnes qui portent un regard plus traditionnel sur l'utilisation des terres, cela signifie qu'il faut composer avec un plus grand nombre de puits et éventuellement renoncer à des terres arables.

Louis Bull 2-23-45-25W4

Burlington Resources Canada

Contrairement au pétrole, le gaz naturel, dont le méthane séquestré dans les veines de charbon, n'est pas pompé vers la surface. Les micro-pores présents dans les dépôts de charbon constituent un réseau lâche de conduits et de réservoirs qui permettent au gaz de se déplacer sans entrave lorsqu'un puits a été foré et que la pression est libérée. Ces micro-pores sont la clé de l'extraction du méthane séquestré dans les veines de charbon. Lorsque l'on fore un puits dans un dépôt de charbon et que la pression est libérée, le méthane séquestré s'échappe de la même manière que le gaz enfermé dans une bouteille de boisson pétillante lorsqu'elle est décapsulée.

L'évolution de la technologie et le prix attrayant du gaz sont les deux facteurs susceptibles de contribuer à l'essor de la production du méthane séquestré dans les veines de charbon. Une partie du travail d'exploration a déjà été accomplie. Les gisements de charbon ont été repérés dans le passé par les compagnies qui foraient des puits de pétrole et de gaz naturel et les documents situant ces dépôts sont facilement disponibles.

La différence entre les réserves de méthane séquestré dans les veines de charbon des États-Unis et de l'Alberta est qu'en Alberta, les gisements de charbon dont provient la plus grande partie du méthane séquestré n'ont pas produit de quantités importantes d'eau. Cela signifie que le gaz s'échappe sans que l'on ait besoin de pomper de grandes quantités d'eau vers la surface. En Alberta, lorsqu'il faut pomper de l'eau vers la surface pour accéder au méthane séquestré dans les veines de charbon, il faut ensuite la pomper de nouveau vers le sous-sol ou la transporter en un lieu précis jugé adéquat.

On peut raisonnablement supposer que la demande de méthane séquestré dans les veines de charbon augmentera avec le temps, au fur et à mesure que les autres ressources s'épuiseront et que la technologie rendra plus faciles les forages nécessaires. Il s'agit toujours d'une possibilité en développement, mais le fait que les zones concernées s'étendent sur la plus grande partie de l'Alberta et qu'une bonne partie des renseignements voulus ont déjà été

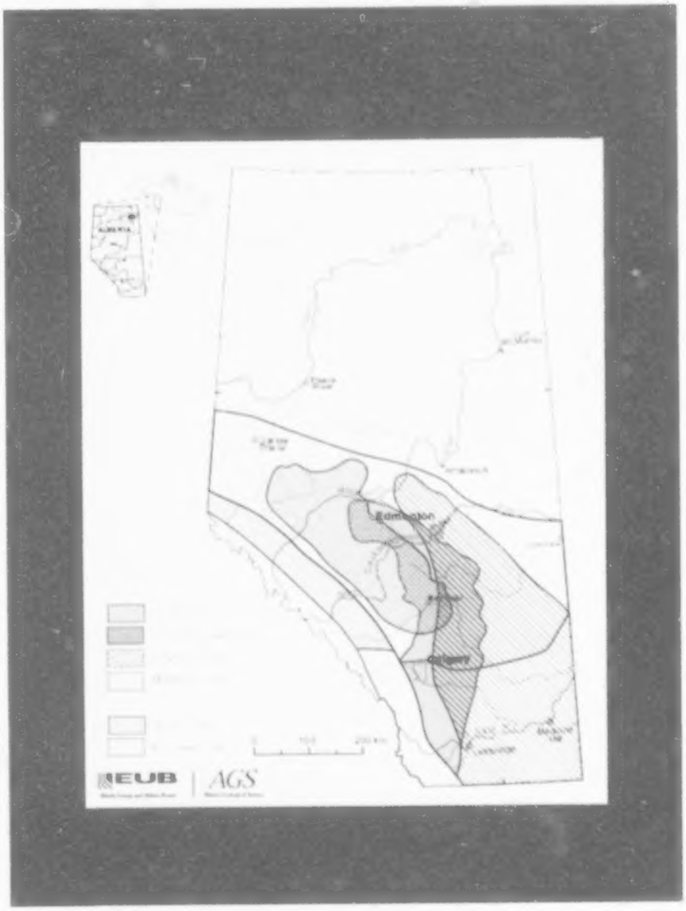
continué à la page 12

Recueillis lors des nombreux forages pétroliers et gaziers conventionnels effectués au cours des années dans la province, ouvre des perspectives intéressantes.

Les gisements de charbon sont repartis sous les plaines du sud de l'Alberta et s'étendent jusque sous les profondeurs des Rocheuses et de leurs contreforts. La matière organique des tourbières préhistoriques a été recouverte d'innombrables couches de sédiments, ce qui s'est traduit par une augmentation de la pression exercée sur la matière décomposée et par l'augmentation conséquente de la chaleur. Après plusieurs millions d'années, cette matière organique s'est transformé en charbon dans lequel du méthane s'est trouvé prisonnier. Le glissement des plaques a eu pour résultat que des sections de charbon se sont trouvées arrachées de l'ensemble, ce qui a causé la répartition que nous connaissons aujourd'hui.

L'Alberta Energy and Utilities Board estime que 91 milliards de tonnes de charbon gisent à une profondeur adéquate pour l'exploitation minière du charbon et que la quantité astronomique de deux billions de tonnes de charbon gisent à une profondeur compatible avec la production du méthane séquestré. L'un dans l'autre, le Board estime qu'il y a 14 billions de mètres cubes de méthane séquestré dans les veines de charbon de la province. Cependant, il se pourrait que l'exploitation d'une bonne partie de cette ressource ne soit pas rentable. Le premier projet d'exploitation commerciale du méthane séquestré dans les veines de charbon au Canada a été annoncé au début de 2003, lorsque du gaz a été produit à partir des gisements de charbon de Horseshoe Canyon, dans le sud de l'Alberta. Certaines activités de prospection ont eu lieu dans la zone charbonnière Ardley. De plus, les dépôts de charbon du groupe de Mannville du crétacé inférieur ainsi que du Kootenay se sont avérés riches de certaines des concentrations de gaz les plus prometteuses.

Les gisements de Horseshoe Canyon, d'un autre coté, présentent des conditions de micro-porosité



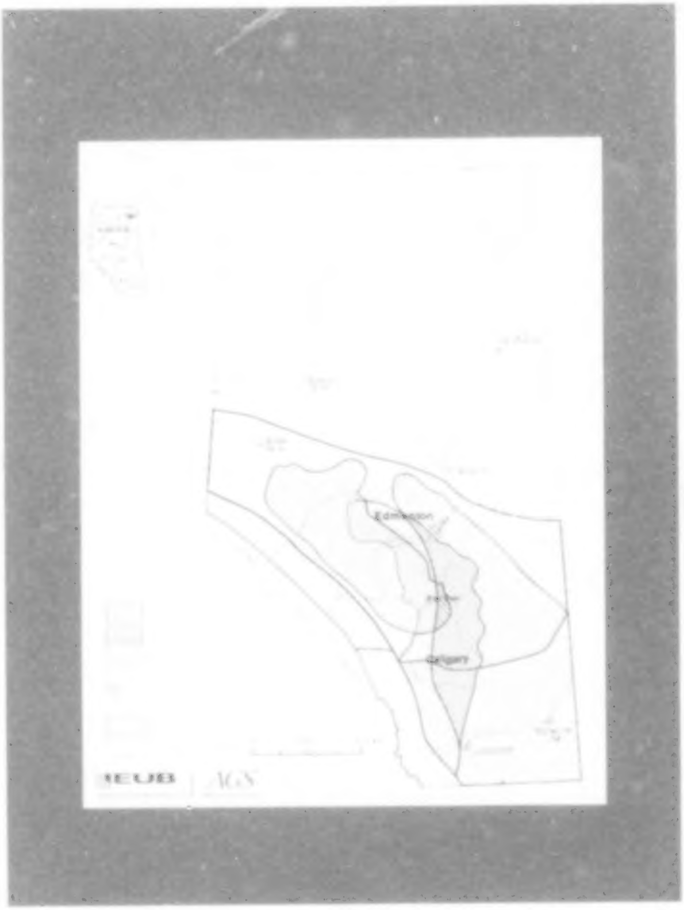
favorables à l'extraction du gaz contenu dans le charbon, et on a constaté que, dans beaucoup de régions du sud de la province, ils produisent du gaz sans écoulement d'eau. Le méthane séquestré dans les veines de charbon offre des possibilités intéressantes à de nombreuses Premières nations. Pour commencer, il est probable que des travaux considérables seront faits dans les réserves indiennes, qui donneront lieu au versement d'indemnités et de redevances. Des emplois seront créés, entre autres effets secondaires positifs. Tout dépendant du lieu où se trouvent les gisements de charbon les plus prometteurs comme source de méthane séquestré, le travail se déroulera peut-être à proximité des collectivités des Premières nations. Nul doute que cela aura des retombées importantes.

Au fur et à mesure que l'industrie pétrolière et gazière prendra conscience des avantages potentiels du méthane séquestré dans les veines de charbon, les collectivités des Premières nations s'en ressentiront positivement. Si le prix du gaz naturel augmente en même temps que les techniques d'extraction continuent de se perfectionner, les possibilités économiques offertes aux Premières nations par ce type de méthane se multiplieront. Il ne fait pas de doute que le méthane séquestré dans les veines de charbon, la dernière trouvaille de l'industrie pétrolière et gazière, va se faire beaucoup d'amis.

Recueillis lors des nombreux forages pétroliers et gaziers conventionnels effectués au cours des années dans la province, ouvre des perspectives intéressantes.

Les gisements de charbon sont repartis sous les plaines du sud de l'Alberta et s'étendent jusque sous les profondeurs des Rocheuses et de leurs contreforts. La matière organique des tourbières préhistoriques a été recouverte d'innombrables couches de sédiments, ce qui s'est traduit par une augmentation de la pression exercée sur la matière décomposée et par l'augmentation conséquente de la chaleur. Après plusieurs millions d'années, cette matière organique s'est transformé en charbon dans lequel du méthane s'est trouvé prisonnier. Le glissement des plaques a eu pour résultat que des sections de charbon se sont trouvées arrachées de l'ensemble, ce qui a causé la répartition que nous connaissons aujourd'hui.

L'Alberta Energy and Utilities Board estime que 91 milliards de tonnes de charbon gisent à une profondeur adéquate pour l'exploitation minière du charbon et que la quantité astronomique de deux billions de tonnes de charbon gisent à une profondeur compatible avec la production du méthane séquestré. L'un dans l'autre, le Board estime qu'il y a 14 billions de mètres cubes de méthane séquestré dans les veines de charbon de la province. Cependant, il se pourrait que l'exploitation d'une bonne partie de cette ressource ne soit pas rentable. Le premier projet d'exploitation commerciale du méthane séquestré dans les veines de charbon au Canada a été annoncé au début de 2003, lorsque du gaz a été produit à partir des gisements de charbon de Horseshoe Canyon, dans le sud de l'Alberta. Certaines activités de prospection ont eu lieu dans la zone charbonnière Ardley. De plus, les dépôts de charbon du groupe de Mannville du crétacé inférieur ainsi que du Kootenay se sont avérés riches de certaines des concentrations de gaz les plus prometteuses.



Les gisements de Horseshoe Canyon, d'un autre coté, présentent des conditions de micro-porosité favorables à l'extraction du gaz contenu dans le charbon, et on a constaté que, dans beaucoup de régions du sud de la province, ils produisent du gaz sans écoulement d'eau. Le méthane séquestré dans les veines de charbon offre des possibilités intéressantes à de nombreuses Premières nations. Pour commencer, il est probable que des travaux considérables seront faits dans les réserves indiennes, qui donneront lieu au versement d'indemnités et de redevances. Des emplois seront créés, entre autres effets secondaires positifs. Tout dépendant du lieu où se trouvent les gisements de charbon les plus prometteurs comme source de méthane séquestré, le travail se déroulera peut-être à proximité des collectivités des Premières nations. Nul doute que cela aura des retombées importantes.

Au fur et à mesure que l'industrie pétrolière et gazière prendra conscience des avantages potentiels du méthane séquestré dans les veines de charbon, les collectivités des Premières nations s'en ressentiront positivement. Si le prix du gaz naturel augmente en même temps que les techniques d'extraction continuent de se perfectionner, les possibilités économiques offertes aux Premières nations par ce type de méthane se multiplieront. Il ne fait pas de doute que le méthane séquestré dans les veines de charbon, la dernière trouvaille de l'industrie pétrolière et gazière, va se faire beaucoup d'amis.

L'industrie aide Seven Lakes Oilfield Services à se développer

par Raymond Lawrence

On dit que les occasions se présentent. Mais ce n'est pas le tout qu'elles se présentent. Encore faut-il qu'on y soit prêt : c'est souvent ce qui fait la différence entre l'occasion saisie et l'occasion perdue. Les Premières nations auxquelles appartiennent Seven Lakes Oilfield Services ne se sont pas contentées d'être au bon endroit au bon moment. Elles attendaient ferme l'occasion, et c'est ce qui a permis à Pimee Well Services Ltd. et à Primco Dene Catering Inc. de lancer une coentreprise quand l'occasion s'est présentée.Fondée en 2002, Seven Lakes Oilfield Services appartient aux Nations Beaver Lake Cree, Frog Lake, Heart Lake, Kehewin,

> "Les débuts ont été très modestes mais maintenant Seven Lakes est propriétaire d'équipements échafaudage d'un demi-million de dollars,..."
>
> **Tim Schultz**

Cree, Saddle Lake et Whitefish Lake qui sont collectivement propriétaires de Pimee Well Services, et à la Première nation Cold Lake, propriétaire exclusif de Primco Dene Catering. "De plus en plus de compagnies pétrolières recherchent des fournisseurs autochtones, parce que c'est le bon sens. Imperial Oil avait un peu travaillé avec nous à Pimee et a voulu accroître la présence de la Première nation dans le périmètre pétrolier," déclare Tim Schultz,

gérant principal de Pimee Well Services. Grâce à son expérience des champs de pétrole, Pimee supervise actuellement les opérations de Seven Lakes Oilfield Services. Seven Lakes a commencé en offrant des services d'élimination des déchets mais, en 2003, a élargi la gamme de ses services d'échafaudage et de d'entretien après avoir acheté de l'équipement d'occasion d'une valeur de 1,5 million de dollars. "Les débuts ont été très modestes mais maintenant Seven Lakes est propriétaire d'équipements échafaudage d'un demi-million de dollars, d'une plate-forme de maintenance, de 20 compartiments de stockage de 20 verges, de 60 compartiments plus petits à chargement frontal et de deux camions de collecte," dit-il.

Seven Lakes a l'intention dans un proche avenir de renouveler et de multiplier son équipement, mais avant d'en arriver là, ils lui faut accroître sa part du marché. Ce qui la place sur un pied de concurrence avec des entreprises d'envergure nationale. Plutôt que d'affronter directement des entreprises solidement établies à coté desquelles elle ne fait pas le poids, elle se développe avec prudence. "Nous sommes actuellement en négociation avec une autre compagnie pour un projet de coentreprise. Il est de évidence

> "L'autre activité de formation en cours concerne les équipes d'entretien, dont les membres sont formés pour assumer des rôles de gestion..."
>
> **Tim Schultz**

avantageux de faire des affaires avec des gens qui ont l'expérience du commerce, et donc la coentreprise ou le partenariat s'imposent d'eux-mêmes," dit M. Schultz. Pour une entreprise novice, le partenariat avec une entreprise expérimentée permet non seulement d'accéder

continué à la page 14

l'industrie aide "seven lakes oilfield services" à se développer

par Raymond Lawrence

On dit que les occasions se présentent. Mais ce n'est pas le tout qu'elles se présentent. Encore faut-il qu'on y soit prêt : c'est souvent ce qui fait la différence entre l'occasion saisie et l'occasion perdue. Les Premières nations auxquelles appartiennent Seven Lakes Oilfield Services ne se sont pas contentées d'être au bon endroit au bon moment. Elles attendaient ferme l'occasion, et c'est ce qui a permis à Pimee Well Services Ltd. et à Primco Dene Catering Inc. de lancer une coentreprise quand l'occasion s'est présentée.Fondée en 2002, Seven Lakes Oilfield Services appartient aux Nations Beaver Lake Cree, Frog Lake, Heart Lake, Kehewin.

"Les débuts ont été très modestes mais maintenant Seven Lakes est propriétaire d'équipements échafaudage d'un demi-million de dollars,..."

Tim Schultz

Cree, Saddle Lake et Whitefish Lake qui sont collectivement propriétaires de Pimee Well Services, et à la Première nation Cold Lake, propriétaire exclusif de Primco Dene Catering. "De plus en plus de compagnies pétrolières recherchent des fournisseurs autochtones, parce que c'est le bon sens. Imperial Oil avait un peu travaillé avec nous à Pimee et a voulu accroître la présence de la Première nation dans le périmètre pétrolier," déclare Tim Schultz,

gérant principal de Pimee Well Services. Grâce à son expérience des champs de pétrole, Pimee supervise actuellement les opérations de Seven Lakes Oilfield Services. Seven Lakes a commencé en offrant des services d'élimination des déchets mais, en 2003, a élargi la gamme de ses services d'échafaudage et de d'entretien après avoir acheté de l'équipement d'occasion d'une valeur de 1,5 million de dollars. "Les débuts ont été très modestes mais maintenant Seven Lakes est propriétaire d'équipements échafaudage d'un demi-million de dollars, d'une plate-forme de maintenance, de 20 compartiments de stockage de 20 verges, de 60 compartiments plus petits à chargement frontal et de deux camions de collecte," dit-il.

Seven Lakes a l'intention dans un proche avenir de renouveler et de multiplier son équipement, mais avant d'en arriver là, ils lui faut accroître sa part du marché. Ce qui la place sur un pied de concurrence avec des entreprises d'envergure nationale. Plutôt que d'affronter directement des entreprises solidement établies à côté desquelles elle ne fait pas le poids, elle se développe avec prudence. "Nous sommes actuellement en négociation avec une autre compagnie pour un projet de coentreprise. Il est de évidence

"L'autre activité de formation en cours concerne les équipes d'entretien, dont les membres sont formés pour assumer des rôles de gestion..."

Tim Schultz

avantageux de faire des affaires avec des gens qui ont l'expérience du commerce, et donc la coentreprise ou le partenariat s'imposent d'eux-mêmes," dit M. Schultz. Pour une entreprise novice, le partenariat avec une entreprise expérimentée permet non seulement d'accéder

continué à la page 14

à davantage de capitaux et de pièces d'équipement ainsi qu'à une plus grande part de marché, mais encore de bénéficier d'un transfert expérience.

L'échafaudage est un autre secteur où l'entreprise manquait d'expérience et où elle a réussi à négocier un arrangement qui doit résulter en un transfert de compétences : les travailleurs Autochtones, après avoir travaillé un nombre d'heures suffisant, recevront leur certificat de compagnon. Lorsque Seven Lakes Oilfield Services a acheté des échafaudages, l'entreprise a conclu une entente de formation professionnelle avec la compagnie qui lui avait vendu l'équipement. "Flint Energy Services a joué un rôle clé au début dans la formation de nos travailleurs mais Quinn Contracting a depuis décroché le marché d'entretien d'Imperial Oil et par la même occasion s'occupe de la formation sur le tas de nos employés," ajoute M. Schultz. "Nous avons cinq monteurs d'échafaudages en formation et plusieurs personnes qui n'en sont plus qu'à un an où deux de leur certificat," dit-il. "Lorsque nos monteurs seront devenus compagnons ils pourront assumer la tâche et nous pourrons embaucher d'autres personnes et les faire former par nos compagnons. Cela pourrait représenter de cinq à huit nouveaux emplois et il n'est pas impossible que nous achetions d'autres échafaudages."

"L'autre activité de formation en cours concerne les équipes d'entretien, dont les membres sont formés pour assumer des rôles de gestion et de forage, et donc il se passe beaucoup de choses en matière de formation sur les plate-forme de maintenance," ajoute-t-il.

> "Il est de toute évidence avantageuse de faire des affaires avec des gens qui ont l'expérience du commerce, et donc la coentreprise ou le partenariat..."
>
> **Tim Schultz**

Pimee Well Services possède cinq plate-forme de maintenance en en conséquence, Imperial Oil a demandé que celle qui appartient à Seven Lakes Oilfield Services soit chapeautée par la même entité que les autres. Pour ce faire, Pimee a loué la plate-forme de maintenance mobile ce qui permet de satisfaire les exigences contractuelles de la compagnie pétrolière tout en rapportant de l'argent à Seven Lakes Oilfield Services et en créant des emplois pour les Autochtones. "Une plate-forme de maintenance est une plate-forme mobile autonome avec une équipe de cinq qui fait du travail d'entretien sur les puits de pétrole," déclare M. Schultz. Les équipes sont chargées de retirer les tubes de production usés et de les remplacer.

"Nous mettons également à la disposition d'Imperial Oil des travailleurs généralistes. C'est un travail de débutant du domaine pétrolier mais nos gens pourront apprendre sur le tas et, on peut l'espérer, se spécialiser dans un travail technique plus avancé," ajoute-t-il.

L'occasion s'est présentée, mais il a fallu relever bien des défis pour que l'entreprise devienne pleinement opérationnelle, certains prévus et d'autres pas. "Il est très difficile de se lancer en affaires aujourd'hui," de dire M. Schultz. "Nous savions que financièrement, ça serait difficile parce que c'est toujours le premier pas qui coûte, et au début, il n'a pas toujours été facile de tenir les gens occupés, mais ça va beaucoup mieux de ce coté-là depuis quelques temps. Il y a moyen de développer notre activité d'élimination des déchets, et on parle d'acheter une autre plate-forme de maintenance."

Seven Lakes Oilfield Services ne se contente pas d'attendre que les occasions se présentent. "Nous cherchons activement des compagnies avec lesquelles faire affaire, et nous sommes actuellement en négociation avec deux entreprises," dit M. Schultz. "Les six premiers mois, ça n'a pas marché très fort, mais les affaires s'améliorent. Six emplois ont été créés sur la plate-forme de maintenance, si bien que Seven Lakes a créé en fait 16 emplois, mais sur ce plan-là aussi on va faire mieux."

[illegible]

par Raymond Lawrence

La péninsule de Gaspé, qui se projette dans le golf du Saint-Laurent, au nord-est de Québec, a des caractéristiques géologiques qui la rapproche des états pétroliers du Texas et de l'Ohio, ce qui signifie que cette pittoresque région est peut-être, sans le savoir, riche de ressources d'hydrocarbures.

Divers intéressés surveillent la situation de près, mais nul peut-être avec autant d'attention que le Conseil tribal Mi'gmawei Mawoimi, qui représentent les nations micmaques Listuguj, Gespeg et Gesgapegiag, toutes établies sur la péninsule de Gaspé.

Les trois collectivités micmaques font partie des signataires des Traités de paix et d'amitié visant toute la masse terrestre du Canada atlantique. Le débat récent sur l'interprétation de ces traités a donné lieu à des décisions de haute cour de justice autorisant les Micmacs et les Malécites à pratiquer la foresterie et la pêche commerciales. Ils ont également l'intention de faire valoir leurs droits sur les éventuelles ressources pétrolières et gazières.Si une découverte importante est faite dans la région, le Conseil tribal tient à en profiter autant que possible. À cette fin, il a recruté de l'aide externe pour l'appuyer dans ses tractations avec la province du Québec et les compagnies pétrolières et gazières. Dal McCloy est un consultant de PM Group qui a 30 ans d'expérience des questions autochtones, en particulier celles qui concernent le pétrole et le gaz. "L'activité dans le golf du Saint-Laurent et à Gaspé est encore très limitée, mais le bassin rappelle d'autres régions où se trouvent des gisements de pétrole et de gaz," dit M. McCloy. Il fait partie de ce qui était probablement un littoral préhistorique qui s'étendait depuisquelque part au sud-est des États-Unis jusqu'au golf du Saint-Laurent et la péninsule de Gaspé en passant par l'Ohio. "La structure rocheuse et la formation géologique de bassin suggèrent la présence de gisements de pétrole et de gaz. Des champs importants de pétrole et de gaz ont été découverts dans des régions ayant de semblables caractéristiques, et les compagnies sont toujours à l'affût d'indices de ce genre."

> "La meilleure approche c'est de négocier pour trouver une façon de collaborer. Lorsqu'il y a de la certitude, les compagnies pétrolières sont contentes, et elles ont plus susceptibles de faire de la prospection et d'investir,"
>
> **Dal McCloy**

"La plupart des ressources souterraines sont la propriété des gouvernements, si bien que ce sont les gouvernements qui touchent les redevances de l'exploitation pétrolière et gazière," déclare M. McCloy. Cependant, les Micmacs soutiennent qu'ils détiennent le titre de propriété sur les terres en cause. "Ils partent du principe qu'ils n'ont jamais renoncé à leur titre sur ces terres et qui si vous avez le titre, vous devriez avoir une partie des ressources," explique-t-il. "Les compagnies pétrolières ne craignent pas les risques du forage, mais elles ne veulent pas courir des risques politiques sur lesquels elles n'ont pas de contrôle." Les questions foncières non réglées peuvent nuire à l'exploitation et même faire dérailler les travaux "Les investisseurs n'aiment pas le risque," ajoute M. McCloy.

Les Micmacs s'attendent à travailler avec la province du Québec pour régler les questions qui viendront à se poser. "La meilleure approche, c'est de négocier pour trouver une façon de collaborer. Lorsqu'il y a de la certitude, les compagnies pétrolières sont contentes, et elles ont plus susceptibles de faire de la prospection et d'investir," selon, M. McCloy.

Comme le pétrole et le gaz sont des ressources non renouvelables, il estime qu'il est essentiel de négocier dans l'esprit qu'on vend un actif. "Vous touchez vos redevances et vous les placez dans un compte de fiducie qui rapporte à long terme. C'est bien de négocier l'exploitation des occasions qui se présentent, mais il faut des capitaux pour participer" affirme M. McCloy.

Grâce à cette approche, le Conseil tribal Mi'gmawei Mawoimi et ses nations membres seront en mesure de participer à des activités pétrolières et gazières nombreuses et variées qui accroîtront considérablement leurs rentrées de fonds, leur taux d'emploi et leur potentiel commercial. "Si vous voulez mettre sur pied votre propre entreprise pétrolière et gazière, la meilleure chose à faire est de créer des coentreprises et de travailler avec des gens qui peuvent vous transférer la technologie."

les négociations seront la clé de l'exploitation des possibilités pétrolières et gazières à gaspé

par Raymond Lawrence

La péninsule de Gaspé, qui se projette dans le golf du Saint-Laurent, au nord-est de Québec, a des caractéristiques géologiques qui la rapproche des états pétroliers du Texas et de l'Ohio, ce qui signifie que cette pittoresque région est peut-être, sans le savoir, riche de ressources d'hydrocarbures.

Divers intéressés surveillent la situation de près, mais nul peut-être avec autant d'attention que le Conseil tribal Mi'gmawei Mawoimi, qui représentent les nations micmaques Listuguj, Gespeg et Gesgapegiag, toutes établies sur la péninsule de Gaspé.

Les trois collectivités micmaques font partie des signataires des Traités de paix et d'amitié visant toute la masse terrestre du Canada atlantique. Le débat récent sur l'interprétation de ces traités a donné lieu à des décisions de haute cour de justice autorisant les Micmacs et les Malécites à pratiquer la foresterie et la pêche commerciales. Ils ont également l'intention de faire valoir leurs droits sur les éventuelles ressources pétrolières et gazières.Si une découverte importante est faite dans la région, le Conseil tribal tient à en profiter autant que possible. A cette fin, il a recruté de l'aide externe pour l'appuyer dans ses tractations avec la province du Québec et les compagnies pétrolières et gazières. Dal McCloy est un consultant de PM Group qui a 30 ans d'expérience des questions autochtones, en particulier celles qui concernent le pétrole et le gaz. "L'activité dans le golf du Saint-Laurent et à Gaspé est encore très limitée, mais le bassin rappelle d'autres régions où se trouvent des gisements de pétrole et de gaz," dit M. McCloy.

Il fait partie de ce qui était probablement un littoral préhistorique qui s'étendait depuisquelque part au sud-est des Etats-Unis jusqu'au golf du Saint-Laurent et la péninsule de Gaspé en passant par l'Ohio. "La structure rocheuse et la formation géologique de bassin suggèrent la présence de gisements de pétrole et de gaz. Des champs importants de pétrole et de gaz ont été découverts dans des régions ayant de semblables caractéristiques, et les compagnies sont toujours à l'affût d'indices de ce genre."

> "La meilleure approche c'est de négocier pour trouver une façon de collaborer. Lorsqu'il y a de la certitude, les compagnies pétrolières sont contentes, et elles ont plus susceptibles de faire de la prospection et d'investir,"
>
> **Dal McCloy**

"La plupart des ressources souterraines sont la propriété des gouvernements, si bien que ce sont les gouvernements qui touchent les redevances de l'exploitation pétrolière et gazière," déclare M. McCloy. Cependant, les Micmacs soutiennent qu'ils détiennent le titre de propriété sur les terres en cause. "Ils partent du principe qu'ils n'ont jamais renoncé à leur titre sur ces terres et qui si vous avez le titre, vous devriez avoir une partie des ressources," explique-t-il. "Les compagnies pétrolières ne craignent pas les risques du forage, mais elles ne veulent pas courir des risques politiques sur lesquels elles n'ont pas de contrôle." Les questions foncières non réglées peuvent nuire à l'exploitation et même faire dérailler les travaux. "Les investisseurs n'aiment pas le risque," ajoute M. McCloy.

Les Micmacs s'attendent à travailler avec la province du Québec pour régler les questions qui viendront à se poser. "La meilleure approche, c'est de négocier pour trouver une façon de collaborer. Lorsqu'il y a de la certitude, les compagnies pétrolières sont contentes, et elles ont plus susceptibles de faire de la prospection et d'investir," selon. M. McCloy.

Comme le pétrole et le gaz sont des ressources non renouvelables, il estime qu'il est essentiel de négocier dans l'esprit qu'on vend un actif. "Vous touchez vos redevances et vous les placez dans un compte de fiducie qui rapporte à long terme. C'est bien de négocier l'exploitation des occasions qui se présentent, mais il faut des capitaux pour participer" affirme M. McCloy.

Grâce à cette approche, le Conseil tribal Mi'gmawei Mawoimi et ses nations membres seront en mesure de participer à des activités pétrolières et gazières nombreuses et variées qui accroîtront considérablement leurs rentrées de fonds, leur taux d'emploi et leur potentiel commercial. "Si vous voulez mettre sur pied votre propre entreprise pétrolière et gazière, la meilleure chose à faire est de créer des coentreprises et de travailler avec des gens qui peuvent vous transférer la technologie."

PGICopérations

PGIC comporte quatre divisions distinctes chargées de réglementer respectivement la prospection, la production et la gestion des ressources pétrolières et gazières des Premières nations.

La Division de la haute direction rend compte des activités de planification et de direction de l'organisme dans son ensemble, l'élaboration des politiques, de la gestion des projets pilotes, communications et de l'ensemble des services de direction. La Division des terres administre et délivre les baux visant les terres des Premières nations La Division de la production exerce un suivi des activités de production et perçoit les redevances. La Division de la planification et des services ministériels est chargée de la planification des services ministériels, des finances, de l'administration et des ressources humaines.

Division de la haute direction

La Division, qui relève du directeur général, a pour responsabilités :

- D'établir les orientations et les stratégies d'entreprise
- De mettre à exécution les directives du Conseil de direction de PGIC
- Élaboration des politiques opérationnelles (y compris des modifications apportées à la législation et aux règlements) et consultations
- De fournir des services juridiques
- De gérer le projet pilote

L'un des objectifs primordiaux de la Division, outre le fait qu'elle remplit les obligations fiduciaires et légales de la Couronne en ce qui touche la gestion des ressources pétrolières et gazières des terres des Premières nations, consiste à veiller à ce que les aspirations et les projets des Premières nations se réalisent en matière de gestion et de contrôle des ressources pétrolières et gazières des terres des réserves.

En cette matière, le PDG et les autres membres de l'équipe de direction assurent la liaison, au niveau supérieur, avec :

- Le Conseil de direction de PGIC
- Les dirigeants élus des Premières nations
- Les autres organismes gouvernementaux
- L'industrie canadienne du pétrole et du gaz

Le group Poltique opérationnelle

Le groupe Politique opérationnelle relève du directeur exécutif et aide les divisions des Terres et de la Production à élaborer des politiques opérationnelles relatives au pétrole et au gaz.

Responsabilités :

- Élaborer les politiques opérationnelles
- Amorcer un processus systématique de modification du cadre de régie.
- Faire progresser les modifications proposées de la *Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes* et du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*.
- Élaborer et mettre en œuvre une démarche de participation pour que tous les principaux intervenants puissent commenter les changements proposés.

Les opérations

PGIC comporte quatre divisions distinctes chargées de réglementer respectivement la prospection, la production et la gestion des ressources pétrolières et gazières des Premières nations.

La Division de la haute direction rend compte des activités de planification et de direction de l'organisme dans son ensemble, l'élaboration des politiques, de la gestion des projets pilotes, communications et de l'ensemble des services de direction. La Division des terres administre et délivre les baux visant les terres des Premières nations La Division de la production exerce un suivi des activités de production et perçoit les redevances. La Division de la planification et des services ministériels est chargée de la planification des services ministériels, des finances, de l'administration et des ressources humaines.

Division de la haute direction

La Division, qui relève du directeur général, a pour responsabilités :

- D'établir les orientations et les stratégies d'entreprise
- De mettre à exécution les directives du Conseil de direction de PGIC
- Élaboration des politiques opérationnelles (y compris des modifications apportées à la législation et aux règlements) et consultations
- De fournir des services juridiques
- De gérer le projet pilote

L'un des objectifs primordiaux de la Division, outre le fait qu'elle remplit les obligations fiduciaires et légales de la Couronne en ce qui touche la gestion des ressources pétrolières et gazières des terres des Premières nations, consiste à veiller à ce que les aspirations et les projets des Premières nations se réalisent en matière de gestion et de contrôle des ressources pétrolières et gazières des terres des réserves.

En cette matière, le PDG et les autres membres de l'équipe de direction assurent la liaison, au niveau supérieur, avec :

- Le Conseil de direction de PGIC
- Les dirigeants élus des Premières nations
- Les autres organismes gouvernementaux
- L'industrie canadienne du pétrole et du gaz

Le group Poltique opérationnelle

Le groupe Politique opérationnelle relève du directeur exécutif et aide les divisions des Terres et de la Production à élaborer des politiques opérationnelles relatives au pétrole et au gaz.

Responsabilités :

- Élaborer les politiques opérationnelles
- Amorcer un processus systématique de modification du cadre de régie.
- Faire progresser les modifications proposées de la *Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes* et du *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes*.
- Élaborer et mettre en Euvre une démarche de participation pour que tous les principaux intervenants puissent commenter les changements proposés.

PGIC opérations

Gestion du projet pilote

L'initiative pilote de gestion du pétrole et du gaz des Premières nations, ci-après *projet pilote*, relève également de la Division exécutive. Elle a été lancée en 1994 et a été élaborée afin de donner aux Premières nations la capacité opérationnelle requise pour assurer le contrôle et la gestion des ressources pétrolières et gazières qui se trouvent sur les terres de leur réserve. Le projet a été conçu et initialement mis en oéuvre dans le cadre d'un processus conjoint auquel ont participé les Premières nations, le Conseil des ressources indiennes (CRI) et le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien (MAINC). Ce processus s'est déroulé par l'entremise de l'organisme de réglementation du ministère, á savoir PGIC, dans le but de transférer entiérement la gestion des ressources pétroliéres et gaziéres de PGIC aux Premières nations d'ici 2005. Trois Premires nations participent actuellement au projet pilote : Blood, Siksika et White Bear.

Le projet pilote demeure une réussite aprés une période de développement, de formation et d'évaluation. Cependant, certains éléments complexes et les constatations clés indiquent qu'une nouvelle législation est requise pour assurer de façon satisfaisante le transfert complet de la gestion des ressources pétroliéres et gaziéres aux Premières nations.

Un processus de négociation a été établi en juin 2001 et il y a eu des progrés importants sur la voie du réglement d'un grand nombre de questions et de problèmes soulevés par les participants. PGIC entend faire fructifier le travail déjà accompli et créer un ensemble complet de mesures législatives qui permettra aux Premières nations de gérer et de contrôler leurs ressources. Pour ce faire, il continue de collaborer avec les Premières nations qui participent au projet pilote, les ministères fédéraux et provinciaux ainsi que d'autres représentants régionaux des Premières nations. Si tout se déroule comme prévu, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien présentera peut-étre le train de mésures

Communications et services á la haute direction

La responsabilité des communications de PGIC et des Premières nations et des services à la haute direction est du ressort de la Division de la haute direction. Le directeur des communications et des services à la haute direction relève du directeur exécutif. Le rôle des communications et des services à la haute direction est de :

- Veiller à ce que l'information soit dûment communiquée aux Premières nations, au public et au gouvernement
- Élaborer, pour l'organisme, des stratégies de communication au sujet des dossiers relatifs à PGIC qui pourraient avoir des répercussions pour les Premières nations ou le secteur privé
- Élaborer et rédiger les notes d'information sur les dossiers touchant PGIC, à l'intention des hauts dirigeants du MAINC et de PGIC et du ministre du MAINC
- Préparer des plans de communication, des stratégies et des rapports pour l'organisme (notamment le rapport annuel) ainsi que la correspondance relative aux activités de PGIC

Conseiller juridique

Le rôle du conseiller juridique du ministère de la Justice s'est fait de plus en plus important en matière de soutien, non seulement pour le règlement des litiges, mais en particulier sur le chapitre des marchés et des questions foncières, qui prennent une telle place dans les activités quotidiennes de l'organisation. Ces activités sont:

- Prestation de conseils juridiques relatifs à l'initiative de gestion des ressources pétrolières et gazières des Premières nations et au conseil de cogestion de PGIC
- Prestation de conseils en matière de réglementation, de politiques et d'activités et surveillance des litiges aux quels PGIC est partie
- Prestation de conseils juridiques au comité exécutif de gestion de PGIC

Division des Terres contient quatre groupes : Négociations, Activités souterraines, Recherche, Environnement et activités en surface.

Groupe de Négociations

Responsabilités:

- Évaluer les propositions déposées par des entreprises intéressées pour s'assurer qu'elles ont un rendement équitable et sont concurrentielles, conformément à la politique d'aliénation de PGIC.
- Déterminer, élaborer et promouvoir des options d'aliénation avec les Premières nations pour accroître l'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières et gazières de ces nations
- Aider les Premières nations à conclure des accords avec les entreprises en offrant une expertise en négociation et en animation pour soutenir le processus de concertation.
- Fournir aux intervenants intéressés des informations sur les tendances en matière de baux d'exploitation souterraine, les prix de vente et les politiques connexes.
- Conseiller les Premières nations qui bénéficient de droits fonciers issus de traités (DFIT) et collaborer avec divers ministères fédéraux et provinciaux et l'industrie pour faciliter la mise en Éuvre du processus des DFIT.

Groupe d'activités Souterraines

Responsabilités:

- Assurer la préparation et la passation des contrats d'exploitation souterraine et des modifications conformément aux conditions négociées et à la réglementation fédérale.
- Surveiller les engagements contractuels
- Gérer les ententes d'exploitation souterraine des ressources pétrolières et gazières pendant toute leur durée, y compris les engagements financiersê(à l'exclusion des redevances) et les comptes transitoires des Premières nations

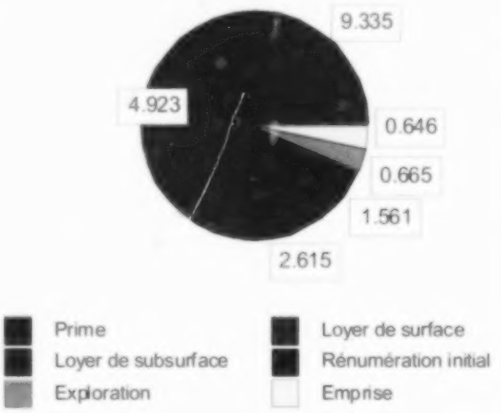
Groupe de Recherche

Responsabilités:

- Vérifier les titres fonciers et le statut minier des terres et des anciennes terres de réserves indiennes avant l'aliénation de droits sur le sous-sol.
- Vérifier les titres fonciers et la superficie en acres louée par toutes les partiesê (peut comprendre l'examen de titres concernant des terres situées à l'extérieur des réserves) pour déterminer la participation des Premières nations à des fins de mise en commun et veiller à ce que la surface unitaire de production soit complète.
- Fournir le statut des titres miniers des terres et des anciennes terres de réserves indiennes dans le but de surveiller les activités, les revendications territoriales et les litiges.

Argents de terres des terres des Premières nations

2003 - 2004 Total 19.745 $ Million



Groupe de Environnement

Responsabilités:

- Gérer les questions et les dossiers concernant les activités en surface et l'accès aux propriétés, afférentes, ainsi qu'offrir de la formation aux Premières nations et à l'industrie, et collaborer avec elles, au sujet de l'aliénation des droits relatifs aux activités en surface concernant les opérations pétrolières et gazières en amont.
- Veiller à ce que toutes les activités et installations concernant les activités pétrolières et gazières en surface, notamment les activités d'exploration sismique et de construction liées aux baux de surface et les emprises de pipelines, fassent l'objet d'une évaluation environnementale comme le requiert la Loi canadiènne sur l'évaluation environnementaale (LCÉE).
- Faire l'examen préable de toutes les études environnementales pour veiller à ce que les répercussions soient atténuées de façon adéquate, conformément à la LCÉE.
- Imposer des conditions de protection de l'environnement pour que les entreprises pétrolières et gaziéres se conforment à la législation environnementale du gouvernement féderal et de la province.
- Effecteur des inspections sur place et des véerifications des installations ens surface pour s'assurer qe l'industrie respecte les ententes d'activités en surface.

Groupe de Surface

Responsabilités:

- Assurer la préparation et la passation d'ententes d'activités en surface conformément aux conditions négociées et à la réglementaiton féderale.

Droits fonciers issus de traités

Pétrole et gaz des Indiens du Canada joue un rôle important en ce qui concerne les droits fonciers issus de traités, en particulier en Saskatchewan, où se trouvent 99 % des terres concernées. Environ 212 172 hectares de terres de réserve indiennes ont été créées depuis la mise en place du processus portant sur les droits fonciers issus de traités en Saskatchewan, dont 108 743 hectares on été déclarés en fin d'exercice comme ayant fait l'objet d'activités pétrolières et gazières. Des ententes de remplacement des droits fonciers issus de traités ont été établies pour les réserves d'Onion Lake et de Red Pheasant. À la fin de l'exercice, PGIC administrait 88 entités bénéficiaires de redevances pétrolières et gazières, dont 43 ententes de droits miniers connexes. Il faut aussi ajouter à ces chiffres les 104 baux fonciers (surface) et 16 droits de passage concernés par cette activité. Au cours de l'exercice, PGIC a collecté un montant total de 7 065 677 $ pour le compte des Premières nations de la Saskatchewan au titre des ententes pétrolières et gazières portant sur les terres visées par les droits fonciers issus de traités. Conformément à l'article 5:08 de l'entente cadre portant sur les droits fonciers issus de traités de la Saskatchewan, les Premières nations bénéficiaires peuvent acquérir des terres dont s'est départie la province en acceptant de payer à celle-ci les redevances pétrolières et gazières correspondantes. Au cours du présent exercice, PGIC a collecté et transféré un montant de 5 979 790 $ à la Saskatchewan au titre des ententes de remplacement visées par l'article 5:08. Conformément à l'article 5:03 de l'entente cadre, les Premières nations bénéficiaires peuvent acquérir des ressources minérales et conserver la totalité des redevances correspondantes. Au cours de l'exercice 2003-2004, PGIC a perçu un montant de 1 085 886 $ au titre des ententes de remplacement visées par l'article 5:03. Par le passé, les activités associées aux terres concernées par les droits fonciers issus de traités ont eu un impact majeur sur les processus et les ressources de PGIC, et cela devrait être le cas encore pendant longtemps. À la fin de l'exercice, PGIC s'apprêtait à établir davantage d'ententes de remplacement qu'auparavant. Étant donné la nature particulière des activités associées au processus de sélection des terres visées par les droits fonciers issus de traités, PGIC espère pouvoir travailler avec les Premières nations concernées, avec Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC), Région de la Saskatchewan, ainsi qu'avec la Province de la Saskatchewan et l'industrie pétrolière et gazière.

Nouvelles Concessions Souterraines en 2003-2004

(À l'exception de la Sèlection des Terres Visées Par Des Permis)

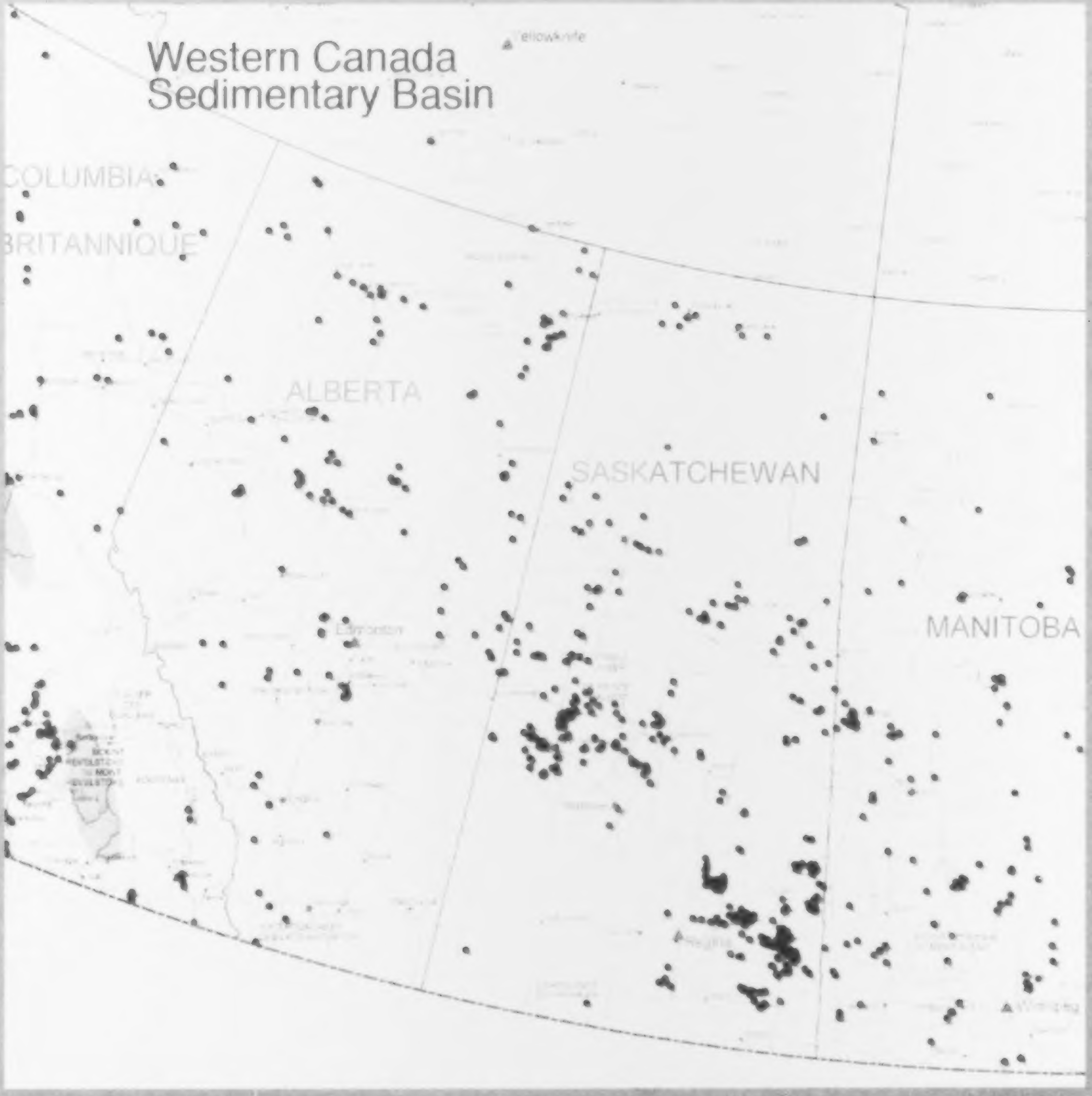
Première Nation	Societé	Surface Cédée (ha)
Alexander First Nation	Paramount Resources Ltd	2,017.82
Beaver Lake Cree Nation	Husky Oil Operations Limited.	1,536.00
Bigstone Cree Nation	Atlas Energy Ltd.	1,977.19
Blood Tribe	Bowood Energy Corp.	512.00
Enoch Cree First Nation	Oskya Energy Ltd..	352.00
Enoch Cree First Nation	Oskya Energy Ltd.	5,120.00
Makwa Sahgaiechan FN	Bonavista Petroleum Ltd.	117.24
Onion Lake First Nation	Canadian Natural Resources Limited	187.25
Paul First Nation	Penn West Exploration Ltd.	256.00
Paul First Nation	Zargon Oil & Gas Ltd.	6,226.90
Siksika Nation	Moxie Exploration Ltd.	64.00
Siksika Nation	Encana Corporation	81.82
Siksika Nation	Petrobank Energy and Resources Ltd.	384.00
Siksika Nation	EOG Resources Canada Inc.	1.88
Total		**18,834.10**

Nouveaux Permis D'Exploitation Souterraines en 2003-2004

Première Nation	Societé	Surface Cédée (ha)
Alexis Nakota Sioux Nation	Exalta Energy Inc.	4,910.66
Alexis Nakota Sioux Nation	Tusk Energy Inc.	3,497.54
Beaver Lake Cree FN	Husky Oil Operations Limited	3,411.08
Blood Tribe	Bonavista Petroleum Ltd.	10,972.48
Bobtail	Burlington Resources Canada Ltd.	213.14
Kapawe'no First Nation	Northern Sun Exploration Company Inc.	1,539.36
Loon River Cree Nation	Harvest Operations Corp.	5,091.59
Louis Bull First Nation	Burlington Resources Canada Ltd.	711.18
Makwa Sahgaiehcan FN	Bonavista Petroleum Ltd.	5,425.04
Montana First Nation	Burlington Resources Canada Ltd.	2,806.92
Onion Lake First Nation	Onion Lake Energy Ltd.	49,051.77
Piapot First Nation	Petrobank Energy and Resources Ltd.	20,292.48
Poundmaker First Nation	Poundmaker Energy Corporation	2,385.15
Sweetgrass First Nation	Cavell Energy Corporation	16,961.70
Tsuu T'ina Nation	Tsuu T'ina Energy Corporation	1,024.00
Tsuu T'ina Nation	Tsuu T'ina Energy Corporation	1,792.00
Whitefish Lake First Nation	C1 Energy Ltd	3,114.90
Total		**133,200.99**

carte de bassin sédimentaire

carte de bassin sédimentaire



La division de la production comprend trois groupes distincts : Génie/Géologie, Redevances et Informatique.

Groupe Génie/Géologie

Responsabilités:

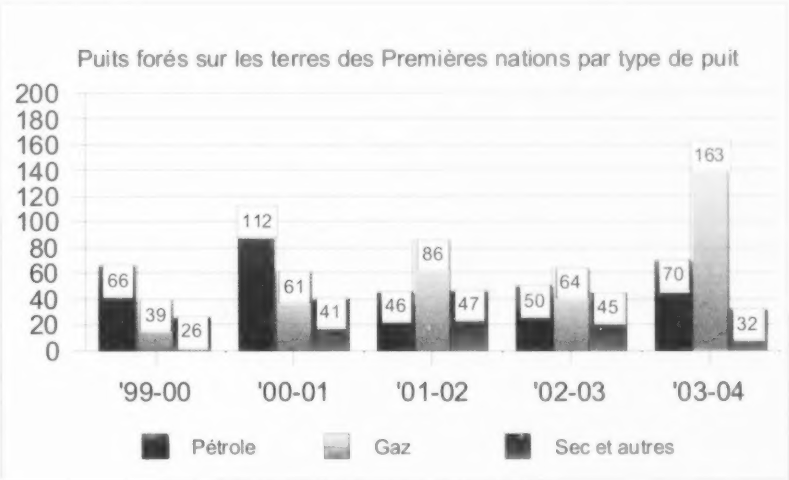
- Fournir des services dirigés par quatre ingénieurs pétroliers à trois secteurs géographiques - Nord, Sud et Centre
- Offrir le soutien d'un géologue professionnel, d'un ingénieur technologue et d'un analyste du contrôle de la conformité de la production dans ces trois secteurs géographiques.
- Exécuter les tâches dans les domaines fonctionnels de la conformité volumétrique, du contrôle de la production et de l'étude des gisements.

Activitiés de conformité:

- Veiller à ce que les volumes de production soient mesurés avec axactitude et déclarés correctement et inspecter l'équipement de production situé dans les réserves pour s'assurer qu'il est utilisé de façon écologique.
- Surveiller les activités de forage et l'état des puits situés près des réserves our repéere les situations ou les ressources pétrolières et gazières des Premières nations risquent d'etre exploitées sans autorisaton, et rendre les mesures appropriées pour réduire ce risque.
- Veiller à ce que tous les documetns requis soient fournis par les titulaires de permis et les détenteurs de concessions, conformément au Réglement sur le pétrole et le gaz des terres indiennes, en matière de forage, d'entretien et dabondon de puits pour lesquels une Première nation reçoit des redevance.
- Examiner les damedes techniques de diverses natures déposerées par les entreprises aupreés des organismes de réglementation provinciaux et qui sont susceptibles d'avoir des répercussios sur les terres des réserves des Premières nations.

Activitiés d'étude des gisements:

- Établir des prévisions de recettes annuelles pour les Premières nations et les bureaux régionaux, a des fins de budgetisation.
- Évaluer des baux pétroliers et gazières pour décider de leur reconduction.
- Assurer le traitement des demandes d'abbandon de puitse et de conversion de puits a des fins d'évacuation des eaux, d'injection de liquides ou d'utilisation comme puits d'observation. Avantg l'approbation de telles demandes, étudier le dossier faisant état de la situation du puits a fin de s'assurer que ce dernier ne referme plus de plus de pétrole ni de gaz pouvant etre exploités de façon rentable.
- Conseiller les Premières nations sur les données financières fournies par les entreprises a l'appui de leurs propositions d'exploitation des terres des Premières nations. Ce travail peut comporter une évaluation du reste des réserves de pétrole et de gaz exploitables.
- Tenir un inventaire des ressources en hydrocarbures.



Génie et géologie

Pétrole et gaz des Indiens est chargé de surveiller les situations dans lesquelles un puits jouxte une réserve indienne et risque de "drainer" les ressources pétrolières et gazières présentes dans son sous-sol. Lorsqu'il y a risque de drainage, des moyens sont prévus pour protéger les intérêts de la Première nation affectée.

Pour prévenir ou atténuer les risques de drainage, on permet au titulaire de concessions sur les terres de réserve concernées d'établir des "puits de limite" sur les gisements de ces dernières.

Les puits adjacents sont groupés en batteries classées par catégorie, et la situation est revue aux trois mois et "reclassée" au besoin.

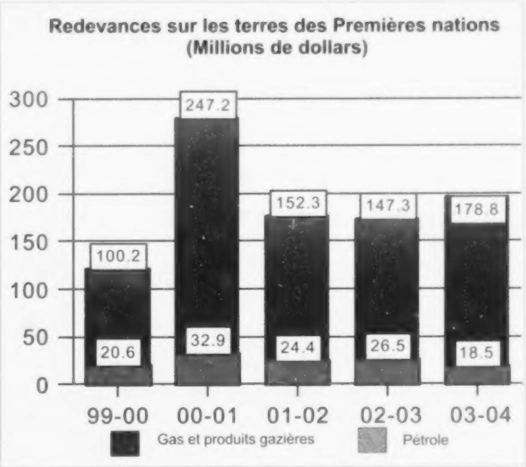
Dans les situations où l'examen révèle qu'il y a risque de drainage, les compagnies concernées ont plusieurs options, étudiées pour protéger les intérêts autochtones.

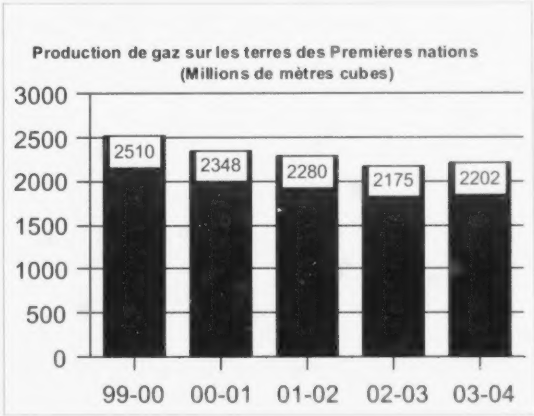
S'il y a un puits non producteur sur des terres indiennes concernées par une situation de drainage, le titulaire de la concession procède à la mise en production du puits en question pour verser à la Première nation les redevances correspondantes. En l'absence de puits, la compagnie peut en forer un et procéder à sa mise en production (ou à son abandon s'il est stérile), pour verser à la Première nation les redevances correspondantes. Une autre solution consiste à libérer les terres en question de la concession ou du permis afin de permettre à PGIC de trouver une nouvelle compagnie intéressée à forer.

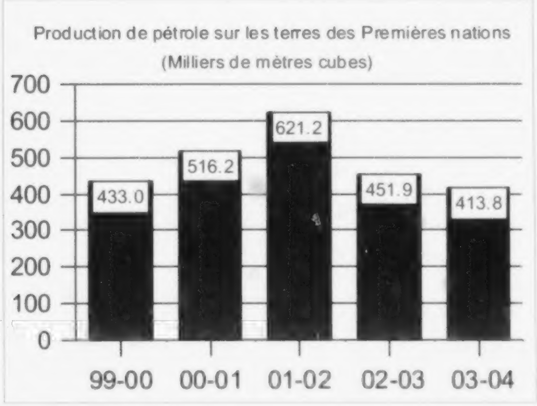
Il existe également un moyen permettant à une compagnie de conserver ses droits de concession sans avoir à forer un puits ou à mettre un puits existant en phase de production, qui consiste à verser à la Première nation des redevances compensatoires pour le drainage des ressources. Depuis le 31 mars 2004, PGIC a administré dix-sept cas assimilés de redevances compensatoires.

Catégories de puits de limite et moyens prévus
En cas de drainage puits adjacent

Puits adjacent	Terres indiennes concernées par un puits limite	Mesures prévues
Producteur ou non producteur	Sous location ou permis	Examen par les services de génie et de géologie
Producteur ou non producteur	Non visées par un bail de location ou un permis	Étude du potentiel locatif par les services de négociation







Groupe de Redevances

Responsabilités: :

Informer les Premières nations des processus de gestion des redevances et former les personnels des entreprises concernées sur les méthodes de déclaration des redevances à verser.

Surveiller la collecte des redevances concernant les droits fonciers issus de traités pour ce qui est de la Saskatchewan.

Veiller à ce que tous les montants d'intérêt applicables soient comptabilisés, depuis l'étape d'extraction jusqu'à l'étape de production sur les terres indiennes.

Mettre en place un processus d'autorisation des soumissions de redevances électroniques présentées par les compagnies.

Aider à former les Premières nations participant au programme pilote à la surveillance des redevances et à l'élaboration des rapports de gestion.

Assurer la gestion quotidienne de plus de 3 000 entités bénéficiaires de redevances par la surveillance du cycle de déclaration mensuel, et vérifier l'exactitude des montants de redevance exigibles et reçus.

Assurer la collecte des bons montants de redevance et le rapprochement subséquent des comptes concernés.

Communiquer les résultats des opérations de rapprochement aux Premières nations et aux compagnies concernées.

Revoir les demandes concernant les déductions accordées pour le coût du gaz aux fins d'approbation et de règlement.

Procéder à des vérification et à des inspections in situ des installations, selon les besoins, pour s'assurer que les coûts figurant sur les demandes sont exacts et conformes aux règlements et directives établis.

Déterminer quelles entreprises doivent faire l'objet de vérifications concernant les volumes, les prix et les déductions accordées pour le coût du gaz.

Vérifier l'exactitude et l'intégralité des données figurant dans les déclarations qui seront communiquées aux Premières nations concernées et à la gestion de PGIC.

Groupe d'informatique

Responsabilités:

Gérer le réseau local et les systèmes de données utilisés par PGIC pour faire le suivi des baux, des chiffres de production, des activités de location et des versements forfaitaires.

Fournir un soutien informatique aux autres systèmes de l'organisation (finances, traitement de texte, tableurs, graphiciels, etc.).

"TOPGAS" et "CFCA"

TOPGAS, acronyme de "take or pay gas" (ou achat ferme de gaz), porte sur certains frais de financement (ou intérêts) liés au gaz pour lequel "TransCanada PipeLines" (TransCanada) avait passé un contrat, mais qu'il n'a pas été en mesure de mettre sur le marché. Un consortium de banques a accordé un prêt à "TransCanada", qui a été par la suite versé aux producteurs afin de respecter les obligations contractuelles de "TransCanada". Les frais d'intérêts payables par les producteurs de "TransCanada" pour financer le prêt constituent les frais de financement de "TOPGAS". TransCanada a inclus ces derniers dans le coût du service de l'Alberta, qui était déduit du prix de vente du gaz pour obtenir le prix au gisement réglementé, ou le prix contractuel (en cours de déréglementation), qui servait à calculer les redevances des Autochtones.

"CFCA" désigne les coûts de fonctionnement, de commercialisation et d'administration assumés par "TransCanada" pour mettre le gaz des producteurs sur le marché. Les producteurs ont accepté ces frais comme déductions du prix commun de valorisation, conformément à divers accords qu'ils ont conclus avec "TransCanada".

Décisions judiciaires

Le 3 mai 1993, le conseil tribal des Stoney a entamé une action en justice contre PanCanadian Petroleum Limited pour déterminer si les frais de financement de "TOPGAS" et les "CFCA" devaient être déduits du prix du gaz avant le calcul des redevances des Autochtones. Le 9 avril 1998, le juge P. J. McIntyre de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a statué en faveur du Conseil tribal Stoney et a ordonné à PanCanadian de recalculer et de verser les redevances sans déduire les frais de "TOPGAS" ou les "CFCA" à compter du 3 mai 1983. La Cour d'appel de l'Alberta a rendu une décision le 24 juillet 2000, à la suite de l'appel interjeté par PanCanadian. La décision des juges Sulatycky, McFadyen et Rawlins a confirmé le jugement du tribunal inférieur et les juges ont soutenu que les frais de financement de "TOPGAS" et les "CFCA" n'étaient pas déductibles du calcul des redevances des Autochtones.

La Cour d'appel a également déterminé que la période applicable des restrictions relatives au nouveau calcul des redevances n'était pas dix ans, comme l'avait précisé le tribunal de première instance, mais bien six ans. En effet, la Cour d'appel a caractérisé l'action comme étant une question contractuelle relative au montant exact d'argent dû plutôt qu'une façon de recouvrer des droits fonciers, comme l'avait indiqué le tribunal de première instance.

Conséquences des décisions judiciaires

À ce jour, nous avons perçu 1 656 150 $ en redevances et 518 394 $ en intérêts, totalisant 2 174 544 $, auprès de 27 sociétés dans 14 réserves.

Les payeurs de redevances ont été informés des décisions de la cour. Aucune déduction pour les frais de financement de "TOPGAS" n'a été faite sur le prix du gaz depuis le 31 octobre 1994, date à laquelle les prêts bancaires ont été entièrement remboursés. PGIC a recours à des vérifications des prix, réalisés conformément à la stratégie globale de vérification, pour évaluer la validité des prix de vente du gaz, y compris les déductions de type "CFCA".

Pour une analyse globale de l'historique de la question de l'achat ferme de gaz ("TOPGAS"), voir l'article de Jay Park intitulé Developments in Natural Gas Purchase Contracts, publié en 1984 dans l'Alberta Law Review (vol. XXII, no 1).

Examens

Le groupe de vérification de PGIC examine les dossiers des versements de redevances et les autres dossiers connexes pour garantir que les Premières nations reçoivent les redevances correctes. Les dossiers que tiennent PGIC et les payeurs de redevances comptent parmi les documents examinés. Les examens visent, notamment, les volumes vendus, les prix de vente de ces volumes ainsi que le respect des conditions relatives aux redevances énoncées dans les baux pertinents et en conformité avec le Règlement sur le pétrole et le gaz des terres indiennes, 1995.

Au cours de l'exercice 2003-2004, PGIC a effectué 34 examens ayant porté sur 24 sociétés pétrolières et gazières dans 22 réserves. Grâce à ces examens, PGIC a recueilli un supplément total de 4,69 millions de dollars en redevances pour les Premières nations.

état de forages-intérets des premières nations dans des puits 2003-2004

Résumé		
	Puits de Pétrole	70
	Puits de Gaz	163
	Puits Alien Tubés	18
	Puits Abaandonnés	14
	Puits	**265**

Première nation	Nom du puits	Emplacement (Surface)	État	Profondeur (m)
Alexander # 134, AB	Eni Alexander	16-35-55-27W4	Gaz	1300
Alexander # 134, AB	Monolith Alexander	04-35-55-01W5(1-34)	Aban	1396
Alexis # 133, AB	Exalta St Anne	05-19-55-04W5	Aban	1445
Beaver Lake # 131, AB	Husky Crgnd	04-34-65-13W4	Gaz	481
Beaver Lake # 131, AB	Husky 02 Crgnd	2/09-33-65-13W4	Gaz	380
Beaver Lake # 131, AB	Husky Crgnd	07-14-65-13W4	Gaz	377
Blood # 148, AB	Bonavista Blood	07-17-05-23W4	Aban	1600
Blood # 148, AB	Bonavista Blood	09-27-06-23W4	Aban	1505
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-02-08-22W4(12-2)	Pétrole	1196
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-03-08-22W4(3-3)	Pétrole	1490
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-09-08-22W4(14-9)	Pétrole	1196
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-09-08-22W4(14-9)	Pétrole	1147
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-10-08-22W4(5-10)	Pétrole	1057
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-10-08-22W4(13-10)	Pétrole	1064
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-16-08-22W4	Pétrole	1094
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	02-16-08-22W4(14-9)	Pétrole	1120
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-17-08-22W4(11-17)	Gaz	1238
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-19-08-22W4(6-19)	Pétrole	1280
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-19-08-22W4(6-19)	Pétrole	1293
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	15-12-08-23W4	Gaz	1346
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	2/16-27-08-23W4	Pétrole	1315
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	2/16-23-08-23W4	Pétrole	1260
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	14-23-08-23W4	Pétrole	1266
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	08-32-08-23W4	Cased	1488
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	16-03-09-23W4	Gaz	1140
Blood # 148, AB	Bonavista Pearce	08-12-09-24W4	Pétrole	1560
Blood Lob # 148a, AB	Pioneer Lookout Butte	15-09-01-28W4(3-16)	Cased	3853
Buck Lake # 133c, AB	Penn West Exp 102 Minhik	2/06-21-45-05W5	Gaz	869
Cold Lake # 149, AB	Baytex 13a Beaverdam	8/13-15-61-02W4	Pétrole	405
Cold Lake # 149,AB	Baytex 8a Beavrdm	5/08-16-61-02W4	Pétrole	487
Cold Lake # 149, AB	Baytex 102 15d Beavrdm	15-16-61-02W4(1-21)	Cased	429
Cold Lake # 149, AB	Baytex 8d Beaverdam	08-21-61-02W4(5-22)	Pétrole	670
Cold Lake # 149, AB	Baytex 9a Beaverdam	09-21-61-02W4(5-22)	Pétrole	670
Cold Lake # 149, AB	Baytex 4d Beaverdam	04-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	652
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5b Beaverdam	2/05-22-61-02W4	Pétrole	529
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5a Beaverdam	3/05-22-61-02W4	Pétrole	475
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5d Beaverdam	4/05-22-61-02W4	Pétrole	434
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5c Beaverdam	5/05-22-61-02W4	Pétrole	475
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6b Beaverdam	2/06-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	559
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6c Beaverdam	3/06-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	501
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6d Beaverdam	4/06-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	616
Cold Lake # 149, AB	Baytex 7a Beaverdam	5/07-22-61-02W4	Cased	389
Cold Lake # 149, AB	Baytex 10b Beavrdm	5/10-22-61-02W4(7-22)	Pétrole	412
Cold Lake # 149, AB	Baytex 11b Beaverdam	3/11-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	515
Cold Lake # 149, AB	Baytex 11c Beaverdam	4/11-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	690
Cold Lake # 149, AB	Baytex 12b Beaverdam	4/12-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	525
Cold Lake # 149, AB	Baytex 12c Beaverdam	3/12-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	641

[illegible] des premières nations dans [illegible] 2003-2004

Résumé		
	Puits de Pétrole	70
	Puits de Gaz	163
	Puits Alien/Tubés	18
	Puits Abaandonnés	14
	Puits	**265**

Première nation	Nom du puits	Emplacement (Surface)	État	Profondeur (m)
Alexander # 134, AB	Eni Alexander	16-35-55-27W4	Gaz	1300
Alexander # 134, AB	Monolith Alexander	04-35-55-01W5(1-34)	Aban	1396
Alexis # 133, AB	Exalta St Anne	05-19-55-04W5	Aban	1445
Beaver Lake # 131, AB	Husky Crgnd	04-34-65-13W4	Gaz	481
Beaver Lake # 131, AB	Husky 02 Crgnd	2/09-33-65-13W4	Gaz	380
Beaver Lake # 131, AB	Husky Crgnd	07-14-65-13W4	Gaz	377
Blood # 148, AB	Bonavista Blood	07-17-05-23W4	Aban	1600
Blood # 148, AB	Bonavista Blood	09-27-06-23W4	Aban	1505
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-02-08-22W4(12-2)	Pétrole	1196
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-03-08-22W4(3-3)	Pétrole	1490
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-09-08-22W4(14-9)	Pétrole	1196
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-09-08-22W4(14-9)	Pétrole	1147
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-10-08-22W4(5-10)	Pétrole	1057
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-10-08-22W4(13-10)	Pétrole	1064
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-16-08-22W4	Pétrole	1094
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	02-16-08-22W4(14-9)	Pétrole	1120
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	12-17-08-22W4(11-17)	Gaz	1238
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	04-19-08-22W4(6-19)	Pétrole	1280
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	10-19-08-22W4(6-19)	Pétrole	1293
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	15-12-08-23W4	Gaz	1346
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	2/16-27-08-23W4	Pétrole	1315
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	2/16-23-08-23W4	Pétrole	1260
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	14-23-08-23W4	Pétrole	1266
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	08-32-08-23W4	Cased	1488
Blood # 148, AB	Bonavista Penny	16-03-09-23W4	Gaz	1140
Blood # 148, AB	Bonavista Pearce	08-12-09-24W4	Pétrole	1560
Blood Lob # 148a, AB	Pioneer Lookout Butte	15-09-01-28W4(3-16)	Cased	3853
Buck Lake # 133c, AB	Penn West Exp 102 Minhik	2/06-21-45-05W5	Gaz	869
Cold Lake # 149, AB	Baytex 13a Beaverdam	8/13-15-61-02W4	Pétrole	405
Cold Lake # 149,AB	Baytex 8a Beavrdm	5/08-16-61-02W4	Pétrole	487
Cold Lake # 149, AB	Baytex 102 15d Beavrdm	15-16-61-02W4(1-21)	Cased	429
Cold Lake # 149, AB	Baytex 8d Beaverdam	08-21-61-02W4(5-22)	Pétrole	670
Cold Lake # 149, AB	Baytex 9a Beaverdam	09-21-61-02W4(5-22)	Pétrole	670
Cold Lake # 149, AB	Baytex 4d Beaverdam	04-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	652
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5b Beaverdam	2/05-22-61-02W4	Pétrole	529
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5a Beaverdam	3/05-22-61-02W4	Pétrole	475
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5d Beaverdam	4/05-22-61-02W4	Pétrole	434
Cold Lake # 149, AB	Baytex 5c Beaverdam	5/05-22-61-02W4	Pétrole	475
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6b Beaverdam	2/06-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	559
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6c Beaverdam	3/06-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	501
Cold Lake # 149, AB	Baytex 6d Beaverdam	4/06-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	616
Cold Lake # 149, AB	Baytex 7a Beaverdam	5/07-22-61-02W4	Cased	389
Cold Lake # 149, AB	Baytex 10b Beavrdm	5/10-22-61-02W4(7-22)	Pétrole	412
Cold Lake # 149, AB	Baytex 11b Beaverdam	3/11-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	515
Cold Lake # 149, AB	Baytex 11c Beaverdam	4/11-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	690
Cold Lake # 149, AB	Baytex 12b Beaverdam	4/12-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	525
Cold Lake # 149, AB	Baytex 12c Beaverdam	3/12-22-61-02W4(5-22)	Pétrole	641

État de forages [illegible] des premières nations dans des puits 2003-2004

Première nation	Nom du puits	Emplacement (Surface)	État	Profondeur (m)
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	04-26-73-12W5	Cased	774
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	16-03-74-12W5	Cased	825
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	06-04-74-12W5	Cased	805
Driftpile River # 150, AB	Penn West Driftpile	10-06-74-12W5	Cased	873
Halfway River # 168, B.C	Acel Halfway	03-26-86-25W6	Cased	1557
Hay Lake # 209, AB	Devlan Sousa	06-05-112-05W6	Gaz	318
Hay Lake # 209, AB	Navigo Sousa	06-25-112-05W6	Gaz	277
Hay Lake # 209, AB	Navigo Sousa	04-10-112-05W6	Gaz	282
Horse Lakes # 152b, AB	Eca Ecog Sinclair	12-14-73-12W6(5-14)	Gaz	2685
Horse Lakes # 152b, AB	Eca Ecog 102 Sinclair	2/15-24-73-12W6	Gaz	2585
Horse Lakes # 152b, AB	Talisman Sinclair	02-35-73-12W6	Gaz	2510
Kehiwin # 123, AB	Cnrl Kehiwin	15-25-59-06W4	Gaz	504
Littlepine # 116, SK	Cavell Carruthers	131/10-27-45-22W3	Gaz	586
Louis Bull 138b, AB	Brcl Nelson	03-15-45-25W4	Cased	1505
Louis Bull 138b, AB	Brcl 102 Nelson	2/02-23-45-25W4	Gaz	568
Makaoo # 120, AB	Pan Global Makaoo	08-25-54-28W3	Gaz	574
Makaoo # 120, AB	Pan Global John Lake	09-25-54-01W4	Gaz	578
Makaoo # 120, AB	Galleon John Lake	09-01-55-01W4	Gaz	572
Makwa # 129, SK	Bonavista Makwa	131/05-23-58-23W3	Gaz	439
Nekaneek # 160a, SK	Regent Merryflat	131/14-17-07-28W3	Gaz	1091
Nekaneek # 160a, SK	Regent Merryflat	08-32-07-28W3	Gaz	1000
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	101/A11-04-52-20W3	Pétrole	493
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	12-04-52-20W3	Pétrole	541
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	13-04-52-20W3	Pétrole	550
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	07-08-52-20W3	Gaz	534
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	08-09-52-20W3	Gaz	500
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	101/13-13-52-20W3	Gaz	542
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	141/06-14-52-20W3	Gaz	549
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	05-16-52-20W3	Gaz	556
New Thunderchild # 115b SK	Avalon Thunderchild	131/02-02-52-20W3	Pétrole	558
O'chiese # 203, AB	Westrock Willgr	15-07-44-09W5	Gaz	1717
O'chiese # 203, AB	Brcl Willgr	16-19-44-09W5	Gaz	1640
O'chiese # 203, AB	Westrock Pem	12-01-45-11W5	Gaz	1721
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Onion Lake	41/11-25-55-27W3	Aban	710
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Onion Lake	D9-30-55-27W3	Cased	610
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	41/02-32-56-27W3	Gaz	667
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	31/04-34-56-27W3	Gaz	653
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	21/09-01-56-27W4	Cased	742
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	09-05-56-27W3	Pétrole	635
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	21/11-09-56-27W3	Aban	678
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	11/11-10-56-27W3	Cased	700
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Bronson Lake	41/07-35-56-27W3	Gaz	688
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	41/09-05-57-27W3	Pétrole	647
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	11/15-03-58-27W3	Aban	676
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	11/13-21-58-27W3	Gaz	680
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	21/07-35-58-27W3	Gaz	678
Onion Lake 119-1, SK	Pan Global Peck Lake	31/15-36-58-27W3	Gaz	649
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	31/14-19-57-26W3	Gaz	518
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	41/03-17-57-26W3	Gaz	398
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	21/02-18-57-26W3	Gaz	482
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	21/09-21-57-26W3	Gaz	415
Onion Lake 119-1, SK	Profico Peck Lake	41/08-34-57-27W3	Cased	463
Pigeon Lake # 138a, AB	Cop 100 Bglen	09-14-46-28W4	Cased	2250
Pigeon Lake # 138a, AB	Bpei Bglen	01-24-46-28W4	Cased	1329
Pigeon Lake # 138a, AB	Bpei Bglen	08-24-46-28W4(5-19-47-27)	Cased	1328

Première nation	Nom du puits	Emplacement (Surface)	État	Profondeur (m)
Pigeon Lake # 138a, AB	Pivotal Bonnie Glen	4/12-36-46-28W4	Gaz	1672
Poundmaker # 114, SK	Banks Poundmaker	08-33-44-21W3	Gaz	635
Poundmaker # 114-21, SK	Banks Freemont	A2-33-44-24W3	Pétrole	745
Poundmaker # 114-21, SK	Banks Freemont	A3-33-44-24W3	Pétrole	745
Poundmaker # 114-21, SK	Banks Freemont	A9-33-44-24W3	Pétrole	721
Poundmaker # 114-21, SK	Banks Freemont	07-33-44-24W3	Pétrole	738
Puskiakiwenin # 122, AB	Husky 12 Frog Lake	12-16-57-03W4	Pétrole	573
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 2d Frog Lk	02-31-57-03W4	Pétrole	583
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 13d Frog Lk	13-33-57-03W4	Pétrole	564
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 2b Lndbrgh	02-15-57-04W4	Pétrole	586
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 12a Lndbrgh	12-25-57-04W4	Pétrole	591
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 10c Lndbrgh	10-34-57-04W4	Pétrole	594
Puskiakiwenin # 122, AB	Pvr 5a Lndbrgh	05-01-58-04W4	Pétrole	605
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	03-14-57-11W4	Gaz	681
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	01-20-57-11W4	Gaz	711
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	04-28-57-11W4	Gaz	690
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	05-30-57-11W4	Gaz	681
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	05-02-57-12W4	Gaz	690
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	05-27-57-12W4	Gaz	678
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Cache	09-36-57-12W4	Gaz	670
Saddle Lake # 125, AB	Tusk Keyano Stry	10-26-57-13W4	Gaz	710
Seekaskootch # 121, SK	Pan Global Onion Lake	132/11-09-55-27W3	Pétrole	621
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	08-05-22-21W4(4-4-22-21)	Gaz	978
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-26-21-21W4	Gaz	820
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-27-21-21W4	Gaz	817
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	08-27-21-21W4	Gaz	828
Siksika # 146, AB	Eog 102 Gleichen	2/09-28-21-21W4	Gaz	835
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	14-28-21-21W4	Gaz	827
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-32-21-21W4	Gaz	850
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	08-32-21-21W4	Gaz	845
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	11-32-21-21W4	Gaz	850
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	16-32-21-21W4(4-4-22-21)	Gaz	1204
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-33-21-21W4	Gaz	838
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-05-22-21W4	Gaz	848
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-06-22-21W4	Gaz	860
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	08-06-22-21W4	Gaz	852
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-25-21-22W4	Gaz	869
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-25-21-22W4(6-25)	Gaz	1188
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-25-21-22W4	Gaz	859
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-26-21-22W4	Gaz	1257
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-26-21-22W4	Gaz	879
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-26-21-22W4	Gaz	888
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-26-21-22W4	Gaz	873
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-27-21-22W4	Gaz	890
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-27-21-22W4	Gaz	890
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-27-21-22W4	Gaz	899
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-27-21-22W4	Gaz	886
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-28-21-22W4	Gaz	901
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-28-21-22W4	Gaz	898
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-28-21-22W4	Gaz	889
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-29-21-22W4	Gaz	918
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-29-21-22W4	Gaz	914
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-29-21-22W4	Gaz	916
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-29-21-22W4	Gaz	915
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-30-21-22W4	Gaz	931

État de forages-intérêts des premières nations dans des puits 2003-2004

Première nation	Nom du puits	Emplacement (Surface)	État	Profondeur (m)
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-30-21-22W4	Gaz	920
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-31-21-22W4	Gaz	929
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-32-21-22W4	Gaz	922
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-32-21-22W4	Gaz	900
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-32-21-22W4	Gaz	915
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	2/06-33-21-22W4	Gaz	896
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-33-21-22W4	Gaz	897
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-33-21-22W4	Gaz	902
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-33-21-22W4	Gaz	905
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-34-21-22W4	Gaz	900
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-34-21-22W4	Gaz	889
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-34-21-22W4	Gaz	888
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-34-21-22W4	Gaz	888
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-35-21-22W4	Gaz	882
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-35-21-22W4	Gaz	887
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-35-21-22W4	Gaz	885
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-32-21-22W4	Gaz	915
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-35-21-22W4	Gaz	862
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	06-36-21-22W4	Gaz	865
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	08-36-21-22W4	Gaz	860
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	14-36-21-22W4	Gaz	870
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	16-36-21-22W4	Gaz	860
Siksika # 146, AB	Eog Shouldice	13-25-21-23W4	Gaz	930
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	14-01-22-22W4	Gaz	868
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	06-01-22-22W4	Gaz	870
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	07-01-22-22W4	Gaz	870
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	16-01-22-22W4	Gaz	865
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	08-02-22-22W4	Gaz	875
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	14-02-22-22W4	Gaz	975
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	09-03-22-22W4	Gaz	887
Siksika # 146, AB	Eog Gleichen	14-03-22-22W4	Gaz	895
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	08-04-22-22W4	Gaz	890
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	14-04-22-22W4	Gaz	902
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	08-05-22-22W4	Gaz	910
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	14-05-22-22W4	Gaz	914
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	08-06-22-22W4	Gaz	930
Siksika # 146, AB	Eog Blackfoot	14-06-22-22W4	Gaz	928
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	01-30-20-19W4	Gaz	826
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	16-20-20-20W4	Gaz	1260
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc 102 Jbush	07-22-20-20W4	Gaz	1280
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	09-20-20-21W4	Gaz	810
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	11-22-20-21W4	Aban	794
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	16-30-20-21W4	Gaz	850
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	06-31-20-21W4	Gaz	851
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	08-31-20-21W4	Aban	1515
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	14-31-20-21W4	Gaz	873
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Jumpbush	07-34-20-21W4	Gaz	810
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	11-13-20-22W4	Gaz	1518
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	07-26-20-22W4	Gaz	1523
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	16-36-20-22W4	Gaz	1313
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Bassano	08-04-21-19W4	Gaz	1165
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Bassano	2/08-05-21-19W4	Gaz	720
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Bassano	09-02-21-21W4	Aban	795
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Gleichen	08-05-21-21W4	Gaz	820
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Gleichen	12-08-21-21W4	Gaz	821

État de forages-intérêts des premières nations dans des puits 2003-2004

Première nation	Nom du puits	Emplacement (Surface)	État	Profondeur (m)
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Gleichen	16-06-21-21W4	Gaz	1297
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	06-01-21-22W4	Gaz	852
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	14-01-21-22W4	Gaz	850
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	16-01-21-22W4	Gaz	850
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	08-02-21-22W4	Gaz	1517
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	06-12-21-22W4	Gaz	848
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	08-12-21-22W4	Gaz	851
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	14-12-21-22W4	Gaz	851
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	16-12-21-22W4	Gaz	846
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	06-13-21-22W4	Gaz	858
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	11-13-21-22W4	Gaz	857
Siksika # 146, AB	Petrobank Serc Shouldice	16-13-21-22W4	Gaz	847
Siksika # 146, AB	Response Serc Blackfoot	10-13-22-24W4(9-13)	Gaz	1603
Siksika # 146, AB	Response Serc Blackfoot	05-29-22-23W4	Gaz	1714
Siksika # 146, AB	Tusk Serc Bassano	08-28-20-20W4	Gaz	1420
Siksika # 146, AB	Vel Bassano	3/09-28-20-20W4	Aban	1447
Stoney # 142,143,144, AB	Olympia Jumpw	06-02-26-06W5(10-35)	Gaz	2420
Stoney # 142,143,144, AB	Olympia Jumpw	05-25-25-06W5(8-26)	Gaz	2455
Stoney # 142,143,144, AB	Olympia Jumpw	05-36-25-06W5	Gaz	2450
Stoney # 142,143,144, AB	Suncor Chiniki	06-36-24-08W5(2-36)	Aban	3395
Stoney # 142b, AB	Pc8-25dr Wildcat Hills	03-30-27-06W5(8-25)	Gaz	2500
Sunchild # 202, AB	Brcl Ferrier	13-27-42-10W5(16-28)	Gaz	2995
Sunchild # 202, AB	Brcl Ferrier	11-01-43-10W5	Gaz	2795
Sunchild # 202, AB	Brcl 102 Ferrier	2/08-13-43-10W5	Gaz	2735
Swampy Lake # 236, AB	Storm Loon	02-18-85-09W5	Aban	1545
Swampy Lake # 236, AB	Storm Loon	09-01-85-10W5	Aban	1560
Swampy Lake # 236, AB	Storm Loon	16-22-85-10W5	Gaz	1523
Swampy Lake # 236, AB	Storm Loon	02-17-86-09W5	Pétrole	1510
Thunderchild # 115m, SK	Bonavista Makwa Dd	121/03-36-59-23W3	Gaz	440
Tsuu T'ina # 145, AB	Extreme Sarcee	04-30-23-03W5	Cased	2270
Unipouheos # 121, AB	Husky 2a Frog Lake	02-29-56-03W4	Pétrole	490
Unipouheos # 121, AB	Husky 14c Frog Lake	2/14-17-56-03W4	Pétrole	501
Unipouheos # 121, AB	Husky 5a Frog Lake	05-16-57-03W4	Pétrole	528
Unipouheos # 121, AB	Husky 6b Frog Lake	06-16-57-03W4	Pétrole	484
Unipouheos # 121, AB	Husky 6c Frog Lake	3/06-16-57-03W4	Pétrole	460
Unipouheos # 121, AB	Husky 8a Frog Lake	4/08-17-057-03W4	Pétrole	472
Unipouheos # 121, AB	Husky 8c Frog Lake	2/08-17-57-03W4	Pétrole	476
Unipouheos # 121, AB	Husky 8d Frog Lake	3/08-17-57-03W4	Pétrole	520
Unipouheos # 121, AB	Husky 8b Frog Lake	5/08-17-57-03W4	Pétrole	426
Unipouheos # 121, AB	Husky Lind	12-20-056-03W4	Pétrole	517
Unipouheos # 121, AB	Husky 3a Frog Lake	03-23-56-03W4	Pétrole	473
Unipouheos # 121, AB	Husky Lind	03-27-056-03W4(6-27)	Pétrole	517
Unipouheos # 121, AB	Pvr 11c Frog Lk	2/11-30-56-02W4	Pétrole	581
Unipouheos # 121, AB	Pvr 14b Frog Lk	14-27-56-03W4	Pétrole	547
Unipouheos # 121, AB	Pvr 2a Frog Lk	02-28-56-03W4	Pétrole	545
Unipouheos # 121, AB	Pvr 2a Frog Lk	02-33-56-03W4	Pétrole	564
Unipouheos # 121, AB	Pvr 6c Frog Lk	06-34-56-03W4	Pétrole	531
Unipouheos # 121, AB	Pvr 2d Frog Lk	02-04-57-03W4	Pétrole	594
Wabasca # 166, AB	Atlas Hz Brint	13-06-80-22W4	Pétrole	3155
Whitefish Lake # 128, AB	Tusk Keyano Ashmont	11-08-61-12W4	Gaz	599
Whitefish Lake # 128, AB	Tusk Keyano Ashmont	07-19-61-12W4	Gaz	612
Whitefish Lake # 128, AB	Signalta Crgnd	14-02-62-13W4	Gaz	516
White Bear # 70, SK	Har Wbog Big Marsh Hz	91/07-23-09-03W2(15-14)	Pétrole	2025

PGIC opérations

L'unité de planification et des services ministériels est constituée de quatre services dirigés par le directeur, Planification et services ministériels. L'unité gère et coordonne les activités de planification de l'organisation pour l'élaboration d'un plan de gestion régional. Les principales responsabilité de cette unité sont la prestation des services ministériels essentiels liés à la politique administrative, aux ressources humaines, aux finances, aux contrats et à l'administration.

Secteur des politiques

Ce secteur joue un rôle stratégique lorsqu'il s'agit:

- D'élaborer des politiques administratives d'ensemble
- De coordonner l'approbation des nouvelles politiques administratives et des changements aux politiques existantes.

Secteur des ressources humaines

Principales responsabilités::

- Prestation de services complets en ressources humaines pour les cadres supérieurs et les employés de PGIC.
- Administration d'un système particulier de classification des ressources humaines de même que d'autres programmes particuliers et propres à PGIC, en tant qu'organisme bénéficiant du statut d'employeur distinct.
- Formation et perfectionnement.
- Recrutement et dotation en personnel.
- Relations de travail et la rémunération.

Secteur des marchés et de l'administration

Ce secteur fournit tout un éventail de services administratifs à PGIC, dont ::

- Administration des marchés.
- Registres centraux.
- Gestion des installations
- Achats.
- Sécurité.
- Demandes d'accès à l'information
- Ressources documentaires.

Secteir des finances

Responsabilités:

- Prestation de services financiers ministériels complets à PGIC en ce qui a trait à la comptabilité, aux systèmes financiers, aux enveloppes budgétaires, aux rapports sur les écarts de gestion et au financement des projets pilotes relatifs aux ressources pétrolières et gazières des Premières nations.
- Administration du budget décentralisé de PGIC.
- Perception et dépôt des primes, des loyers et redevances dans les comptes en fiducie des premières nations par l'intermédiaire du Système de gestion des données sur les ressources de PGIC (SGDR).

Bilan-Planification et Services ministériels

[illegible]

PGICopérations

L'unité de planification et des services ministériels est constituée de quatre services dirigés par le directeur, Planification et services ministériels. L'unite gere et coordonne les activités de planification de l'organisation pour l'élaboration d'un plan de gestion régional. Les principales responsabilite de cette unité sont la prestation des services ministériels essentiels liés a la politique administrative, aux ressources humaines, aux finances, aux contrats et à l'administration.

Secteur des politiques

Ce secteur joue un rôle strategique lorsqu'il s'agit:

- D'élaborer des politiques administratives d'ensemble
- De coordonner l'approbation des nouvelles politiques administratives et des changements aux politiques existantes.

Secteur des ressources humaines

Principales responsabilités :

- Prestation de services complets en ressources humaines pour les cadres supérieurs et les employes de PGIC.
- Administration d'un systeme particulier de classification des ressources humaines de même que d'autres programmes particuliers et propres à PGIC, en tant qu'organisme bénéficiant du statut d'employeur distinct.
- Formation et perfectionnement.
- Recrutement et dotation en personnel.
- Relations de travail et la rémunération.

Secteur des marchés et de l'administration

Ce secteur fournit tout un eventail de services administratifs a PGIC, dont ::

- Administration des marchés.
- Registres centraux.
- Gestion des installations.
- Achats.
- Sécurite.
- Demandes d'accès a l'information
- Ressources documentaires.

Secteir des finances

Responsabilites:

- Prestation de services financiers ministeriels complets a PGIC en ce qui a trait a la comptabilite, aux systemes financiers, aux enveloppes budgetaires, aux rapports sur les ecarts de gestion et au financement des projets pilotes relatifs aux ressources petrolieres et gazieres des Premières nations.
- Administration du budget décentralise de PGIC.
- Perception et dépôt des primes, des loyers et redevances dans les comptes en fiducie des premieres nations par l'intermédiaire du Système de gestion des données sur les ressources de PGIC (SGDR).

Bilan-Planification et Services ministériels

La sous-section Planification et Services ministériels (Pl. et SM) a connu un exercice fort chargé, ayant réalisé 33 mesures de dotation en personnel. Aujourd'hui, les employés autochtones représentent 44 pour cent de la population de PGIC et les minorités visibles, sept pour cent. Six processus de recrutement externe ont permis de nommer quatre nouveaux employés autochtones. Il convient de noter qu'en janvier 2004, PGIC a approuvé une nouvelle politique sur les postes dotés pour une période déterminée qui a eu pour effet d'accorder à cinq personnes le statut d'employé embauché pour une période indéterminée, parce qu'elles occupaient leur poste depuis trois ans ou plus. Les contrats de services de PGIC ont augmenté de 32 pour cent par rapport à l'exercice précédent, plus de 85 000 $ en dépenses de service ayant été traités par des firmes autochtones. Deux employés ont reçu la Médaille commémorative du jubilé de Sa Majesté la reine à l'occasion d'une cérémonie spéciale tenue en juin 2003.

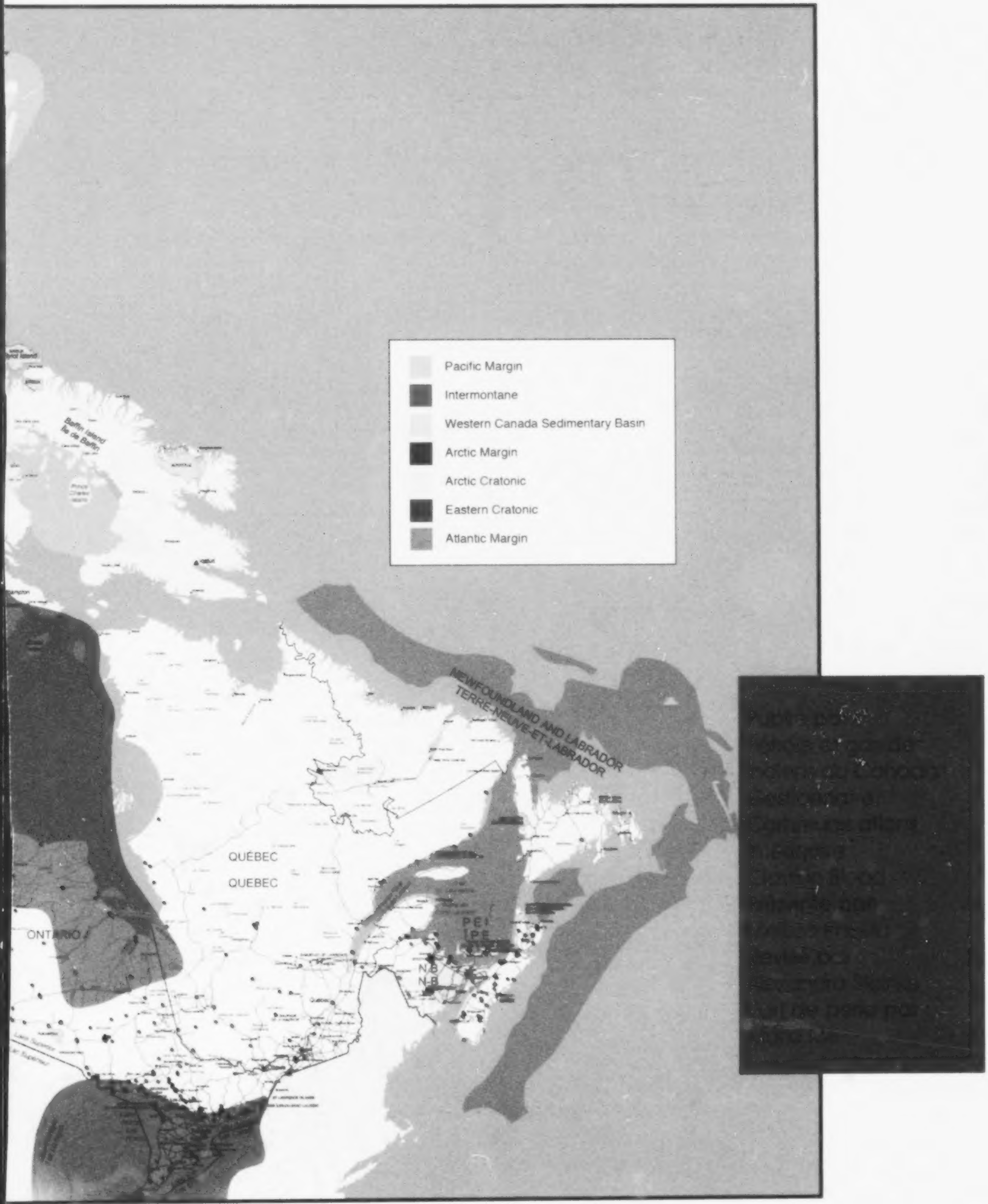
Treize employés ont reçu des récompenses pour états de service en 2003-2004.

[illegible] opérations financières 2003-2004

Financement		
Affectations budgétaires 2003-2004		$10,147,281
Total Financement		$10,147,281
Dépenses, contributions et transferts		
Dépenses		
Salaires		$4,943,956
Fonctionnement et entretien		
Services de la gestion des stocks	75,356	
Environnement	46,342	
Négociations (Disposition et modification)	57,633	
Administration des ententes	45,378	
Conformité	701,619	
Administration des redevances	776,421	
Politique opérationnelle et Communications	41,315	
Gestion ministérielle	793,522	
Informatique	173,389	
Exploitation directe, Planification	271,215	
Exigences législatives ou réglementaires	165,604	
Conseil de PGIC	2,666	
Pilote	121,196	
Autre	58,963	
Total Fonctionnement et entretien		$3,330,619
Contributions et transferts		
ICR - Partenariat	300,000	
- Conseil de PGIC	75,000	
- Autres projets d'ICR	7,000	
Initiative de gestion du pétrole et du gaz des Indiens	1,224,318	
Prévoyance (20 %) Transfert des fonds, du F et E aux salaires	66,365	
Autres contributions et transfertss	65,650	
Total Contributions et transferts		$1,738,333
Total Dépenses, contributions et transferts		$10,012,908
Excédent/Déficit		$134,373

Recettes perçues au nom des Premières nations

Redevances	$190,905,426
Primes	$9,334,773
Indemnités	$10,409,264
Total recettes perçues au nom des Premières nations	**$210,649,463**



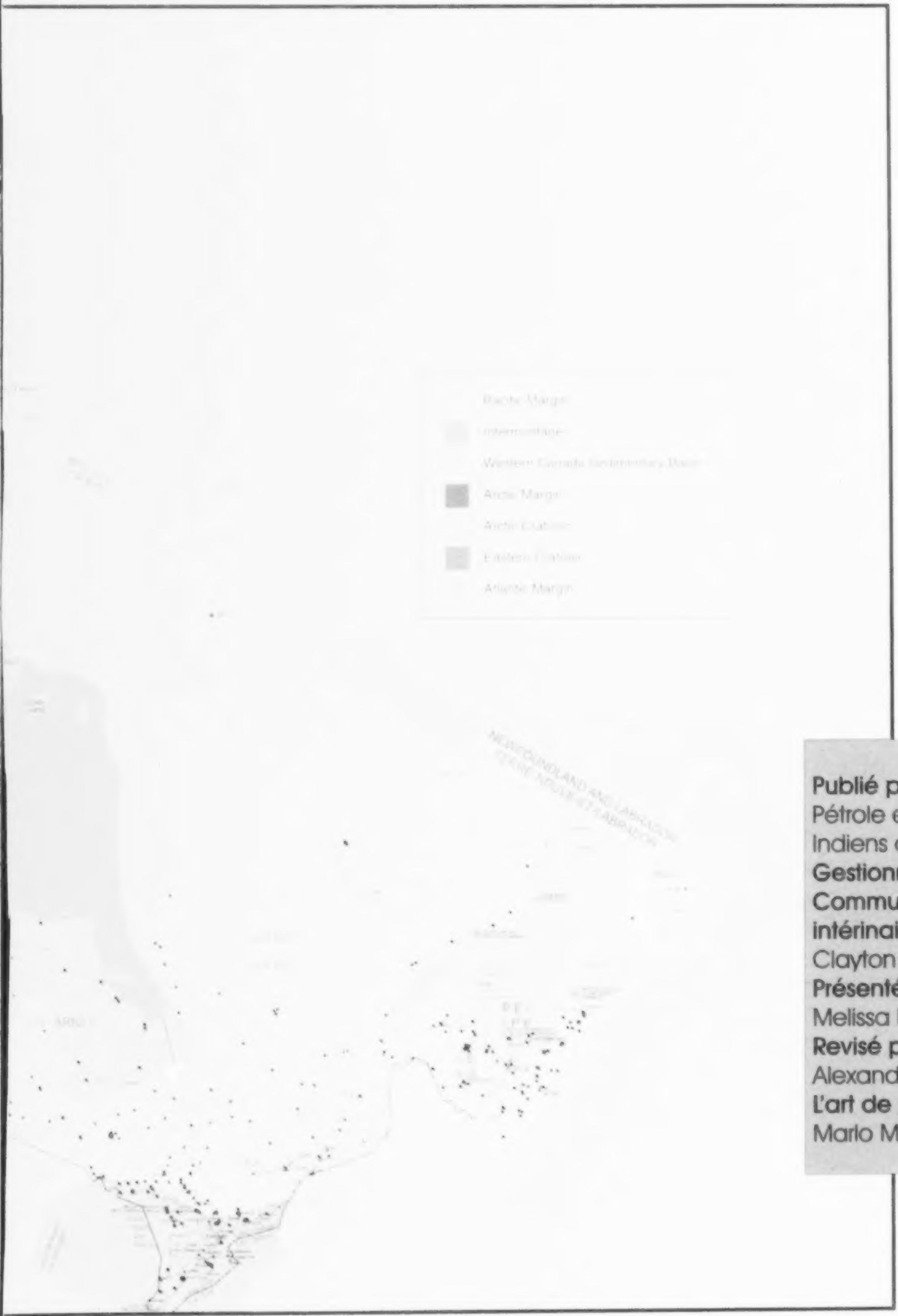
Pacific Margin
Intermontane
Western Canada Sedimentary Basin
Arctic Margin
Arctic Cratonic
Eastern Cratonic
Atlantic Margin
Baffin Island
Île de Baffin
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR
TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR
QUÉBEC
QUEBEC
ONTARIO
P.E.I.
Î.P.E.
N.B.
N.-B.

PGICopérations financières 2003-2004

Financement		
Affectations budgétaires 2003-2004		$10,147,281
Total Financement		$10,147,281
Dépenses, contributions et transferts		
Dépenses		
Salaires		$4,943,956
Fonctionnement et entretien		
Services de la gestion des stocks	75,356	
Environnement	46,342	
Négociations (Disposition et modification)	57,633	
Administration des ententes	45,378	
Conformité	701,619	
Administration des redevances	776,421	
Politique opérationnelle et Communications	41,315	
Gestion ministérielle	793,522	
Informatique	173,389	
Exploitation directe, Planification	271,215	
Exigences législatives ou réglementaires	165,604	
Conseil de PGIC	2,666	
Pilote	121,196	
Autre	58,963	
Total Fonctionnement et entretien		$3,330,619
Contributions et transferts		
ICR - Partenariat	300,000	
- Conseil de PGIC	75,000	
- Autres projets d'ICR	7,000	
Initiative de gestion du pétrole et du gaz des Indiens	1,224,318	
Prévoyance (20 %) Transfert des fonds, du F et E aux salaires	66,365	
Autres contributions et transfertss	65,650	
Total Contributions et transferts		$1,738,333
Total Dépenses, contributions et transferts		$10,012,908
Excédent/Déficit		$134,373

Recettes perçues au nom des Premières nations

Redevances	$190,905,426
Primes	$9,334,773
Indemnités	$10,409,264
Total recettes perçues au nom des Premières nations	**$210,649,463**



Publié par :
Pétrole et gaz des Indiens du Canada
Gestionnaire, Communications intérinaire :
Clayton Blood
Présenté par:
Melissa Khalifa
Revisé par :
Alexandra Steinke
L'art de perle par :
Marlo Mill

Pétrole et gaz des Indiens du Canada
9911, boulevard Chula bureau 100
Tsuu T'ina, Alberta
T2W 6H6
Tél: (403) 292-5625
Fax: (403) 292-5618